

METODOLOGIA PARA PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO CONSIDERANDO CRITÉRIOS AMBIENTAIS E A
INTERAÇÃO OFERTA-DEMANDA

Henrique Luz Santos

Tese de Doutorado apresentada ao Programa de
Pós-graduação em Planejamento Energético,
COPPE, da Universidade Federal do Rio de
Janeiro, como parte dos requisitos necessários à
obtenção do título de Doutor em Planejamento
Energético.

Orientadores: Luiz Fernando Loureiro Legey
André Frossard Pereira de Lucena

Rio de Janeiro
Março de 2017

METODOLOGIA PARA PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO CONSIDERANDO CRITÉRIOS AMBIENTAIS E A
INTERAÇÃO OFERTA-DEMANDA

Henrique Luz Santos

TESE SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO LUIZ
COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE) DA
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE DOUTOR EM
CIÊNCIAS EM PLANEJAMENTO ENERGÉTICO.

Examinada por:

Prof. Luiz Fernando Loureiro Legey, Ph.D.

Prof. André Frossard Pereira de Lucena, D.Sc.

Prof. Laura Silvia Bahiense da Silva Leite, D.Sc.

Prof. Carlos Eduardo Frickmann Young, Ph.D.

Dr. Joari Paulo da Costa, D.Sc.

Prof. Bruno Soares Moreira Cesar Borba, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL

MARÇO DE 2017

Santos, Henrique Luz

Metodologia para planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro considerando critérios ambientais e a interação oferta-demanda / Henrique Luz Santos. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2017.

XIV, 136 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Luiz Fernando Loureiro Legey

André Frossard Pereira de Lucena

Tese (doutorado) – UFRJ/ COPPE/ Programa de Planejamento Energético, 2017.

Referências Bibliográficas: p. 79-88.

1. Modelos energéticos. 2. Valoração Ambiental. 3. Setor elétrico. I. Legey, Luiz Fernando Loureiro *et al.* II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Planejamento Energético. III. Título.

À Clarice, minha filha.

AGRADECIMENTOS

A todos que me ajudaram, das mais diversas formas, nesse longo percurso. Agradeço a cada um de vocês.

Em especial, a orientação de Luiz Fernando L. Legey é parte essencial desta tese e de meu processo de doutoramento como um todo. Durante os mais de dez anos de convivência, desde o início do mestrado, tive a honra de trabalhar em parceria e conversar sobre os mais variados assuntos. Muito obrigado por tudo.

Resumo da Tese apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Doutor em Ciências (D.Sc.)

METODOLOGIA PARA PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DO SETOR
ELÉTRICO BRASILEIRO CONSIDERANDO CRITÉRIOS AMBIENTAIS E A
INTERAÇÃO OFERTA-DEMANDA

Henrique Luz Santos

Março/2017

Orientadores: Luiz Fernando Loureiro Legey

André Frossard Pereira de Lucena

Programa: Planejamento Energético

Este trabalho desenvolve uma metodologia de incorporação de custos ambientais associados à construção e operação de unidades de geração elétrica no processo de planejamento da expansão do parque elétrico nacional no longo prazo. O *Modelo Ambiental de Planejamento para Expansão Elétrica* (MAPE) é uma reformulação do modelo desenvolvido por MACHADO JUNIOR (2000), com a inclusão dos custos ambientais em sua função objetivo e a elaboração de um processo iterativo para consideração do efeito do aumento do custo marginal de expansão sobre a projeção da demanda. São apresentados resultados aplicados a diferentes cenários de custos ambientais no Brasil que sugerem que as modificações realizadas aprimoram a metodologia atualmente utilizada.

Abstract of Thesis presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Doctor of Science (D.Sc.)

LONG-TERM BRAZILIAN ELECTRICITY EXPANSION PLANNING
METHODOLOGY WITH ENDOGENOUS ENVIRONMENTAL COSTS AND
DEMAND-SUPPLY INTERACTION

Henrique Luz Santos

March/2017

Advisors: Luiz Fernando Loureiro Legey

André Frossard Pereira de Lucena

Department: Energy Planning

This work presents a methodology to incorporate the environmental costs associated to the construction and operation of power plants in the long-term expansion planning process of Brazilian generation system. The Environmental Power Expansion Planning Model (or *Modelo Ambiental de Planejamento da Expansão Elétrica*, in Portuguese) – MAPE – is a modification of the model developed by MACHADO JUNIOR (2000) with the inclusion of the environmental costs on its objective function and the elaboration of a iterative process for considering the effect of the marginal expansion costs increase in the demand projection. Three environmental costs scenarios for Brazil are presented and the result suggests that the modifications made enhance the current methodology.

ÍNDICE

1. Introdução.....	1
1.1. Geração e Transmissão Elétrica Brasileira.....	1
1.2. O Planejamento da Expansão da Geração no Brasil.....	2
1.2.1. Inventário	3
1.2.2. Demanda	4
1.2.3. Oferta	5
1.3. Valoração	6
1.4. Objetivos	7
2. Setor Elétrico	8
2.1. Demanda	8
2.2. Oferta	10
2.3. Planejamento	13
3. Sistemas de Modelos.....	17
3.1. Projeção da Demanda	17
3.2. Otimização da Oferta.....	18
3.2.1. Etapa determinística.....	19
3.2.2. Etapa Minimax	24
3.3. Modelo Integrado.....	25
4. Externalidades	28
4.1. Serviços Ambientais	28
4.1.1. Serviços Analisados no Contexto da Geração de Energia Elétrica	31
4.2. Valoração Ambiental	33
4.2.1. Taxonomia dos Valores	33
4.2.2. Técnicas de Valoração	34
5. Parametrização dos valores de externalidades	38
5.1. Hidrelétricas	38
5.1.1. Parametrização de Alimentos e Fibras.....	39
5.1.2. Parametrização de Regulação do Clima.....	43
5.1.3. Parametrização de Recursos Genéticos e Bioquímicos	44
5.1.4. Parametrização de Estéticos, Culturais e Religiosos	45

5.1.5.	Parametrização de outros serviços não valorados	47
5.2.	Termelétricas	48
5.2.1.	Parametrização de Regulação do Clima.....	49
5.2.2.	Parametrização de Qualidade do Ar	49
5.3.	Eólica e Solar.....	51
5.4.	Linhas de Transmissão.....	51
6.	Cenário de Planejamento.....	52
6.1.	Parque Gerador	52
6.2.	Cenário de Demanda.....	53
6.3.	Usinas candidatas.....	55
6.4.	Externalidades	60
6.4.1.	Usinas Hidrelétricas	60
6.4.2.	Usinas Termoeletricas.....	61
6.4.3.	Outras usinas	63
7.	Resultados	64
7.1.	Etapa determinística.....	64
7.1.1.	Cenário de Referência (Base).....	64
7.1.2.	MAPE médio.....	66
7.1.3.	MAPE baixo	68
7.1.4.	MAPE alto.....	70
7.2.	Estratégia.....	73
8.	Discussão e Conclusão.....	76
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	79
	ANEXO I: FORMULAÇÃO MODELO	89
	ANEXO II: HIDRELÉTRICAS CANDIDATAS	104
	ANEXO III: TERMOELÉTRICAS CANDIDATAS	128

LISTA DE FIGURA

Figura 1: SIN, representando o sistema de transmissão, no horizonte 2013 / 2014, com os centros de carga [Fonte: ONS, 2014].	1
Figura 2: Cadeia de modelos simplificada do planejamento da expansão da geração elétrica brasileira (CEPEL 2008).	3
Figura 3: Estudo da demanda de energia elétrica no processo de planejamento de longo prazo (EPE 2007).	5
Figura 4: Consumo total de eletricidade projetado para o Brasil: PNE 2050 versus PNE 2030 Fonte: EPE (2007).	9
Figura 5: Abordagens para o planejamento sob incertezas. A variável x_{tm} representa as decisões de investimento do estágio t no cenário m . Em (a) não existe diferenciação de cenários. x_1 é constituído pelas decisões de curto prazo, iguais para todos os cenários.	15
Figura 6: Metodologia de otimização <i>Minimax</i> para D cenários de demanda (Santos & Legey, 2013).	19
Figura 7: Árvore de ramificação binária para dois cenários. (b corresponde ao período onde a ramificação entre os cenários acontece).	25
Figura 8: Ilustração esquemática da operação de dados iterativa realizada pelo modelo integrado. A referência à $\pi^{(5)}$ corresponde à variável dual, referente a restrição de demanda, da solução ótima. (Elaboração Propria).	26
Figura 9: Esquema simplificado de uma Usina Hidrelétrica, mostrando os seus principais componentes. Montante e Jusante referem-se às regiões do rio [Elaboração própria].	38
Figura 10: Fatores de impactos ambientais de Usinas Termoeletricas (Adaptado de Rosa,1996).	48

LISTA DE TABELA

Tabela 1: Diferentes classificações de serviços ambientais	30
Tabela 2: Valores (correntes) de referência para o serviço de Alimentos e Fibras na Amazônia.....	40
Tabela 3: Parâmetros de referência, por bioma, para a valoração do serviço de Alimentos e Fibras. Todos os valores foram corrigidos pela inflação para US\$2005....	42
Tabela 4: Emissões médias líquidas por bioma.	43
Tabela 5: Disposição a pagar, em valores correntes por domicílio, estimada em estudos de Valoração Contingente para conjuntos de espécies.	46
Tabela 6: Parâmetros de referência, por bioma, para a valoração dos serviços Recursos Genéticos e Bioquímicos e Valores Estéticos, Culturais e Religiosos.	46
Tabela 7: Custos unitários de emissão de PM10, por tipologia de localização de termelétricas no Brasil, para dias de trabalho perdidos.	50
Tabela 8: Configuração inicial da capacidade instalada de geração do SIN, por tipo	53
Tabela 9: Elasticidades preço de longo prazo da demanda de energia elétrica nas três classes de consumo consideradas.	55
Tabela 10: Resumo das usinas hidrelétricas candidatas ao planejamento da expansão do setor elétrico.	56
Tabela 11: Resumo das usinas termelétricas candidatas ao planejamento da expansão do setor elétrico.	57
Tabela 12: Fatores de capacidade por tipo de geração e subsistema instalado para parques elétricos eólicos e fotovoltaicos brasileiros.....	58
Tabela 13: Custos de instalação e operação de usinas candidatas ao planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, por fonte energética e tipo de usina. (a. Os custos para usinas eólicas e solares sofrem variação em função da localidade e ano de instalação).....	59
Tabela 14: Média de áreas alagadas e custo total das externalidades, em valores presente, por capacidade instalada da hidrelétrica, em função do subsistema.	61
Tabela 15: Fatores de emissão e custos de externalidade associados aos diferentes tipos de usinas termoeletricas candidatas ao planejamento	62
Tabela 16: Tipologia de análise para hidrelétricas candidatas ao planejamento elétrico de longo prazo brasileiro.	64
Tabela 17: Externalidades totais para a otimização do cenário de custos do modelo BAU considerando diferentes estimativas para os valores de danos ambientais (Valores em US\$).	66
Tabela 18: Externalidades totais para a otimização do cenário de custos do modelo MAPE (Médio) considerando diferentes estimativas para os valores de danos ambientais (Valores em US\$).....	68
Tabela 19: Externalidades totais para a otimização do cenário de custos do modelo MAPE (Baixo) considerando diferentes estimativas para os valores de danos ambientais (Valores em US\$).	70

Tabela 20: Externalidades totais para a otimização do cenário de custos do modelo MAPE (Baixo) considerando diferentes estimativas para os valores de danos ambientais (Valores em US\$).	72
Tabela 21: Comparação dos custos totais obtidos na etapa determinística MAPE. Valores em US\$ Milhões.	73

NOMENCLATURA

\overline{P}_j	Potência máxima produzida pela usina j .
\underline{P}_j	Potência mínima produzida pela usina j .
\hat{E}_j	Energia máxima produzida pela usina hidrelétrica j no intervalo de tempo considerado sob condições médias.
\tilde{E}_j	Energia máxima produzida pela usina hidrelétrica j no intervalo de tempo considerado sob condições críticas.
$\hat{F}p^k_j$	Fator de participação da térmica j no estágio k sob condições médias.
$\tilde{F}p^k_j$	Fator de participação da térmica j no estágio k sob condições críticas.
\overline{T}^k_j	Limite superior da energia térmica gerada pela usina j durante o estágio k .
\underline{T}^k_j	Limite inferior da energia térmica gerada pela usina j durante o estágio k .
θ_l	Duração do patamar l na curva de carga.
$D^k_{i,l}$	Potência a ser atendida no subsistema i durante o patamar l no estágio k .
\overline{G}_j	Potência máxima da motorização adicional na hidrelétrica j .
φ_j	Fator de capacidade obrigatório da térmica j para permitir operação de ponta.
$Z_{j,i,ip}$	Capacidade de transferência de eletricidade do subsistema i para o subsistema ip no tronco de interligação j .
$\eta_{i,ip}$	Rendimento de um intercâmbio de energia do subsistema i para o subsistema ip .
ϕP^k_j	Custo de investimento do projeto j no estágio k . Inclui os gastos fixos de operação e manutenção do empreendimento.
$\phi g P^k_j$	Custo de investimento do projeto de motorização adicional j no estágio k .
γ^k_j	Custo da produção térmica da usina j durante o estágio k .
$\delta^k_{j,l}$	Custo do déficit j no patamar l durante o estágio k .

- ϕE^k_j Custo da externalidade provocada pela construção do empreendimento j no estágio k .
- $E\gamma^k_j$ Custo da externalidade provocada pela geração de energia da usina j no estágio k .
- xh^k_j Construção da hidrelétrica j no estágio k .
- xg^k_j Construção da motorização adicional j no estágio k .
- xt^k_j Construção da termelétrica j no estágio k .
- xz^k_j Construção do intercâmbio j no estágio k .
- $\hat{h}^k_{j,l}$ Produção de energia de base pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições médias.
- $\hat{g}^k_{j,l}$ Produção de energia por motorização adicional pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições médias.
- $\hat{t}^k_{j,l}$ Produção de energia pela termelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições médias.
- $\hat{w}^k_{j,l}$ Não atendimento a demanda energética gerada pelo déficit j no patamar l durante o estágio k em condições médias.
- $\hat{z}^k_{i,ip,l}$ Energia transferida do subsistema i para o subsistema ip durante o estágio k em condições médias.
- $\tilde{h}^k_{j,l}$ Produção de energia de base pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições críticas.
- $\tilde{g}^k_{j,l}$ Produção de energia por motorização adicional pela hidrelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições críticas.
- $\tilde{t}^k_{j,l}$ Produção de energia pela termelétrica j no patamar l durante o estágio k em condições críticas.
- $\tilde{w}^k_{j,l}$ Não atendimento a demanda energética gerada pelo déficit j no patamar l durante o estágio k em condições críticas.
- $\tilde{z}^k_{i,ip,l}$ Energia transferida do subsistema i para o subsistema ip durante o estágio k em condições críticas.

1. INTRODUÇÃO

A demanda de energia elétrica no Brasil apresenta uma perspectiva de crescimento em função do desenvolvimento econômico esperado para o país. Para atender àquela será preciso aumentar a oferta e, conseqüentemente, o parque gerador nacional. Uma vez que a geração de energia elétrica causa diversos impactos ambientais, é necessário que esta questão seja considerada em todas as etapas de planejamento da expansão sistema elétrico.

1.1. GERAÇÃO E TRANSMISSÃO ELÉTRICA BRASILEIRA

O sistema de produção e transmissão de eletricidade no Brasil é hidrotérmico de grande porte, com predominância da hidroeletricidade (71,0 % da energia elétrica gerada em 2015). A maior parte deste é interligado, formando uma rede composta de, basicamente, usinas de geração e centros de consumo ligados por linhas de transmissão. Esta rede, que está esquematizada na figura 1 juntamente com alguns centros isolados, é denominada de Sistema Interligado Nacional (SIN). Apenas 1,7% da eletricidade requerida pelo país encontram-se fora do SIN, em pequenos sistemas isolados localizados principalmente na região amazônica (ONS, 2014).

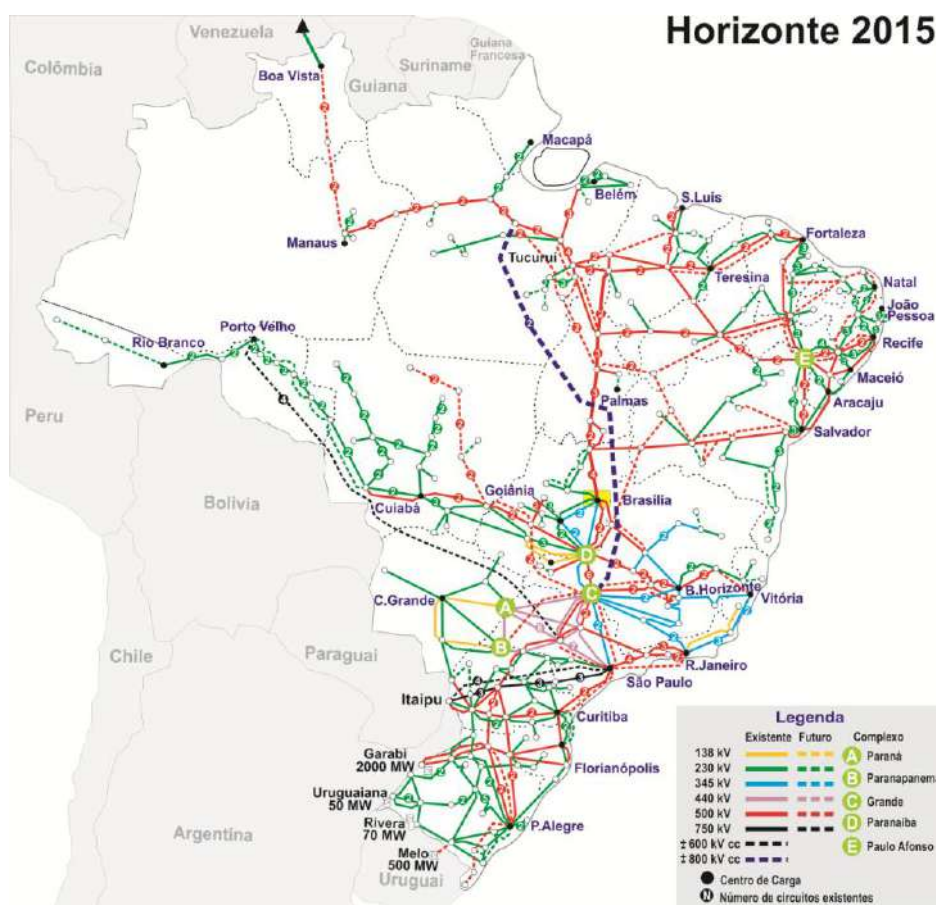


Figura 1: SIN, representando o sistema de transmissão, no horizonte 2015, com os centros de carga [Fonte: ONS, 2016].

O SIN, que em 2015 possuía uma capacidade instalada de 128.048,9 MW, está dividido em quatro subsistemas: Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte. O subsistema SE/CO é o maior mercado de demanda do país, representando 58,7% da carga brasileira (ONS, 2016).

O sistema hidrotérmico brasileiro possui uma considerável capacidade de armazenamento. Ou seja, nas hidrelétricas com grandes reservatórios, a água que não passa imediatamente pela turbina pode ser usada para gerar energia elétrica no futuro e, desta forma, permitir que os efeitos da sazonalidade de chuvas sejam atenuados. Para que essa vantagem possa ser aproveitada é necessário realizar um plano de operação que considere um horizonte de tempo apropriado, pois as decisões do presente afetam diretamente as opções de geração posteriores.

A grande extensão de área na qual as usinas hidrelétricas estão inseridas, abarcando 12 bacias hidrográficas com regimes hidrológicos distintos, garante uma maior confiabilidade de suprimento de energia para o SIN. Isso se deve ao fato de que o período de estiagem de uma bacia pode ser compensado pelo intercâmbio da produção de alguma outra região onde choveu mais. Esta troca somente é possível devido à interligação do sistema.

Tais características tornam o SIN propício para ser operado de modo centralizado, o que é realizado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS). Assim, as gerações hidrelétrica e termelétrica podem ser despachadas da maneira mais econômica possível, tendo em vista as consequências para as opções futuras de operação e os riscos associados. Essas orientações estão de acordo com as diretrizes da Lei nº. 10.848, de 15 de março de 2004, que dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, uma vez que tenta promover a modicidade tarifária e garantir a segurança de suprimento.

Além da questão da operação, dado que a demanda de energia elétrica do SIN chegará a um ponto em que o atual parque instalado não será capaz de atendê-la, ou será muito custoso, é preciso se preocupar com qual será a melhor maneira de ampliação da oferta.

1.2. O PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO DA GERAÇÃO NO BRASIL

Um dos objetivos básicos do planejamento da expansão elétrica é a elaboração de um plano, ou estratégia, de ações que garantam o suprimento da demanda e seja econômico (GORENSTIN *et al.*, 1993). Entre essas ações, destacam-se a construção de usinas de geração e linhas de transmissão.

O planejamento do setor energético é de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME), sendo subsidiado pelos estudos realizados pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O CEPEL contribui nessa atividade por meio do desenvolvimento de uma cadeia de metodologias e programas computacionais que auxiliam os tomadores de

decisão. Alguns aspectos importantes, tais como os socioambientais e o uso múltiplo da água, já passaram a ser considerados, por exemplo, na elaboração de inventários de bacias hidrográficas (SINV¹). A Figura 2 a seguir apresenta os principais modelos, mantidos pelo CEPEL, utilizados no planejamento da expansão em longo prazo².

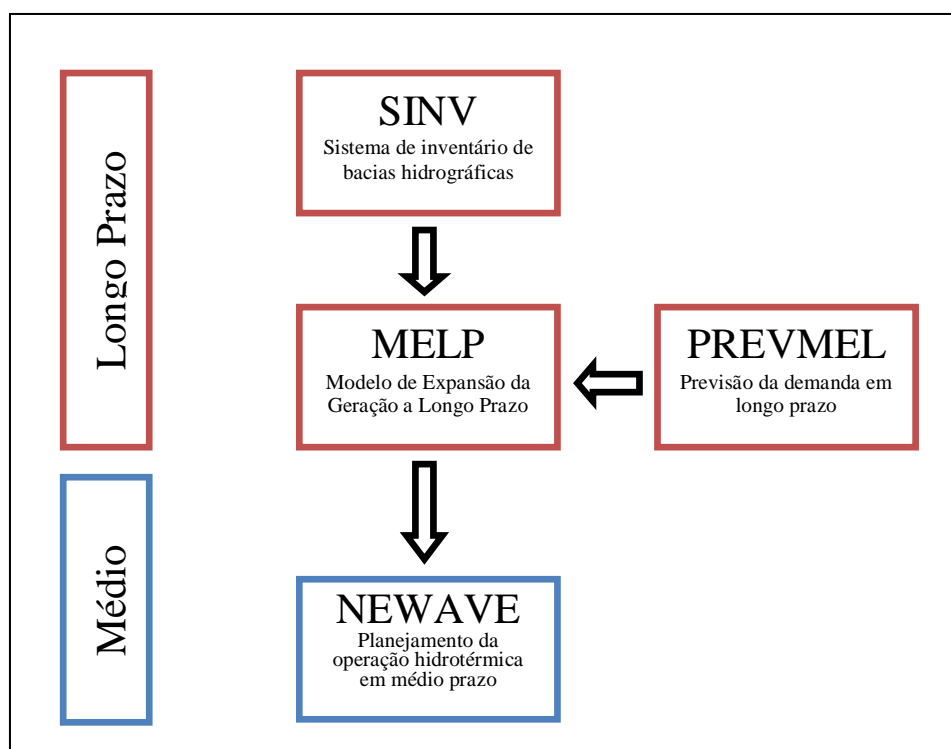


Figura 2: Cadeia de modelos simplificada do planejamento da expansão da geração elétrica brasileira (CEPEL 2008).

1.2.1. Inventário

O Estudo de Inventário Hidrelétrico é a etapa em que se objetiva determinar a forma mais eficiente de aproveitamento do potencial hidrelétrico de uma bacia hidrográfica. Ou seja, estabelecer a divisão de queda que propicie um máximo de energia produzida ao menor custo. A partir de 1997, este critério passou a ser associado a um mínimo de efeitos negativos sobre o meio ambiente, considerando ainda o uso múltiplo da água.

Estudos de Inventário podem ser elaborados por qualquer pessoa física ou jurídica, em que pese a atribuição da EPE, bastando para tanto solicitar registro à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Para que os resultados de estudos de inventário de diversas bacias sejam homogêneos e comparáveis entre si, mesmo que desenvolvidos por autores diversos ou distantes no tempo, elaborou-se Manual de Inventário que disponibiliza um conjunto de critérios, procedimentos e instruções com esse objetivo (SUGAI *et. al.*, 2008).

¹ Sistema de inventário de bacias hidrográficas. Será melhor explicado em seguida.

² A EPE faz uso de uma maior gama de programas, uma vez que trata de outros tipos de energia que não somente a elétrica.

O Sistema de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas (SINV), que reúne um conjunto de modelos, tem como objetivo automatizar os métodos para execução dos estudos energéticos e ambientais e para a comparação e seleção de alternativas de divisão de queda. Para tal, o SINV incorpora o enfoque **multi-objetivo**³, adotando como critério básico a maximização da eficiência econômica-energética em conjunto com a minimização dos impactos ambientais (DAMÁZIO et al. 1998).

1.2.2. Demanda

De acordo com a documentação do CEPEL (2008), o modelo utilizado para a previsão da demanda é o PREVMEL (Previsão do Mercado de Energia Elétrica). Porém, as informações sobre este é restrita e existem poucas referências que citam sua metodologia.

No Plano Nacional de Energia 2030 (EPE 2007) a projeção da demanda final de energia elétrica no Brasil durante 25 anos (2005 – 2030) é estimada através da utilização do Modelo Integrado de Planejamento Energético - MIPE, desenvolvido no Programa de Planejamento Energético da COPPE em 1997.

O MIPE é um modelo técnico-econômico de projeção de demanda e de oferta de energia com uma abordagem *botton-up*⁴. O modelo permite avaliar a implicação de cenários prospectivos de padrões de uso da energia e estilos de desenvolvimento nas trajetórias de demanda e de oferta de energia projetadas para o Brasil no horizonte de análise. A partir de informações econômicas, demográficas e técnicas, este modelo permite projetar o consumo de cada setor da economia – com o mesmo nível de desagregação que o Balanço Energético Nacional (BEN). A Figura 3 a seguir esquematiza esta metodologia.

³ Trata-se de uma técnica quantitativa para tomada de decisão, que permite a objetivação dos juízos de valor ou subjetividade inerente ao processo decisório em que interagem vários agentes e em que a decisão deve ser baseada em múltiplos critérios (Keeney & Raiffa, 1993).

⁴ Abordagem de um problema no qual se parte de informações detalhadas (e.g. tipo e características de equipamentos ou processos) em direção a um quadro conceitual mais amplo (e.g. demanda final de energia elétrica de um dado setor) (van der Zwaan, 2002).

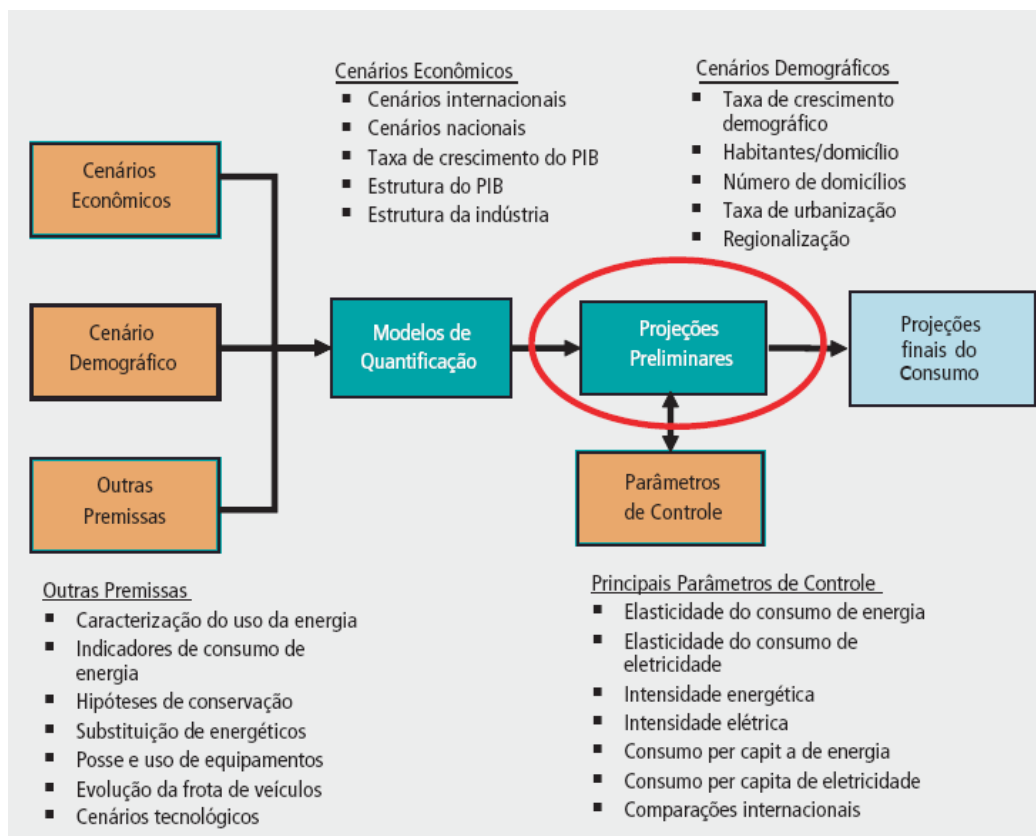


Figura 3: Estudo da demanda de energia elétrica no processo de planejamento de longo prazo (EPE 2007).

Uma vez que o MIPE não realiza testes de consistência macroeconômica, a definição da evolução de variáveis tais como o crescimento do PIB, a composição estrutural do PIB na economia e as taxas de crescimento devem ser realizadas exogenamente.

1.2.3. Oferta

O módulo da oferta dos estudos da EPE, que trata de diversos tipos de energia, centraliza as suas informações no MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*), um modelo desenvolvido pela Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA, 1995 *apud* EPE, 2007), e posteriormente adaptado pelo PPE/COPPE ao caso brasileiro, que leva em consideração os recursos disponíveis, a atual infra-estrutura energética, a evolução das tecnologias de geração e as restrições técnicas, socioeconômicas e ambientais.

A maior limitação deste modelo se dá em função de sua estrutura de funcionamento pouco acessível. Esta falta de clareza de seus processos, presente em outros modelos do setor elétrico – como o NEWAVE, torna o seu uso limitado a somente perguntas e repostas. Ou seja, uma vez que não é possível verificar as suas etapas de cálculo diretamente, não é possível falseá-las ou modificá-las.

O MELP, desenvolvido pelo CEPEL a partir de uma dissertação de mestrado (MACHADO JUNIOR, 2000), trata somente do planejamento da expansão da oferta de

energia elétrica⁵. De forma simplificada, este modelo gera uma estratégia de ações acerca de quais usinas e linhas de transmissão deverão ser construídas para que a soma dos custos de investimento e operação destas, necessários para o atendimento da demanda, seja o menor possível. A formulação matemática para essa questão é a seguinte:

$$z = \sum \beta(cx_t + dy_t)$$

s.a.

$$A_t x_t \geq b_t$$

$$\sum E_\tau x_\tau + F_t y_t \geq h_t$$

onde,

x_t	vetor de decisão de investimentos no tempo t .
c	vetor de custos de investimentos
y_t	vetor das variáveis de operação no tempo t .
d	vetor dos custos de operação
β_t	fator de desconto no estágio t .
A_t, E_τ, F_t	matrizes de transformação

As restrições associadas ao vetor b_t são relacionadas às decisões de investimento, representando, por exemplo, a partir de qual data que certa usina poderá ser construída. O vetor h_t representa as restrições de operação, tais como a capacidade de geração de uma usina e o atendimento a demanda.

SANTOS (2008) reformulou este modelo de forma a representar as variáveis ambientais, em escala monetária, na função objetivo. Estas modificações serão apresentadas no Capítulo 3, juntamente com a formulação atual utilizada na concepção deste trabalho.

1.3. VALORAÇÃO

A construção e operação das unidades de planejamento da expansão do setor elétrico possuem significativo impacto sobre o provimento e o esgotamento da capacidade regulatória de serviços prestados por ambientes naturais. Estes, chamados usualmente de Serviços Ambientais (COSTANZA *et al.*, 1997; DeGROOT *et al.*, 2002; MEA, 2005; WALLACE, 2007), por gerarem custos – e benefícios – para população brasileira, devem ser representados na função objetivo proposta no modelo da oferta.

Para ser possível a representação das questões associadas aos Serviços Ambientais impactados pela expansão do setor elétrico em escala monetária, é necessária a utilização de técnicas de valoração econômica para que os valores utilizados estejam relacionados com as preferências relativas da população afetada, uma vez que a maior parte daqueles serviços não é transacionada em mercado e, portanto, não possuem

⁵ Em princípio, este modelo trata somente da construção e operação de usinas térmicas e hidrelétricas. Porém, é possível inserir outros tipos de fonte.

preço. Essas técnicas têm como base a observação das escolhas de agentes econômicos em mercados – reais ou hipotéticos – junto a outros bens que são transacionáveis.

Na última década, um grande número de iniciativas internacionais compilou diversos estudos sobre os valores associados àqueles serviços (COSTANZA, 1997; BICKEL & FRIERICH, 2005; BRAAT *et al.*, 2008; SUKHDEV *et al.*, 2008; BOVARNICK *et al.*, 2010). Ainda que cada estudo de valoração seja específico para um dado escopo, é possível a utilização de técnicas de transferência de benefício para que os valores possam ser utilizados na valoração *a priori* de um dano – ou benefício – gerado por um empreendimento em fase de projeto.

A existência de grandes incertezas com relação às medidas em escala monetária das consequências sociais e ambientais não justifica a sua desconsideração. Quando se trata de bens transacionáveis em mercado, por exemplo, sobre o preço de compra de imóveis rurais para a instalação de empreendimentos, esses valores são incorporados à estimativa de custo total do projeto, mesmo estando sujeitos a vieses muito similares, como a disparidade entre disposição a pagar e disposição a aceitar ou a capacidade de pagamento da outra parte. A valoração ambiental é necessária para a consideração de custos que não são pagos, diretamente, com dinheiro.

1.4. OBJETIVOS

Este trabalho tem como objetivo central o desenvolvimento de uma metodologia – expressa em modelo matemático de minimização de custos – para o planejamento do setor elétrico brasileiro no longo prazo com a incorporação das questões ambientais associadas à construção e operação das unidades associadas àquele planejamento. Além disso, propõe-se a utilização de um mecanismo de equilíbrio entre a oferta e a demanda de eletricidade, por intermédio da interação, via preços, dos modelos de expansão da oferta e da demanda de energia elétrica. Ou seja, uma abordagem de equilíbrio parcial⁶.

Este trabalho está estruturado da seguinte forma: o capítulo 2 apresenta a base teórica, sobre o planejamento do setor elétrico no longo prazo, utilizada para a construção do conjunto de modelos descritos no capítulo 3. Nestes, além dos modelos de oferta e demanda, é apresentada as premissas adotadas para o processo iterativo entre os dois módulos, necessário para determinação do ponto de equilíbrio. O capítulo 4 apresenta as premissas e técnicas utilizadas para a determinação de valores associados aos Serviços Ambientais impactados, os quais são descritos e parametrizados em função de variáveis das unidades de planejamento no capítulo 5. O capítulo 6 descreve os cenários e dados de entrada utilizados para a execução do modelo MAPE. Os resultados são apresentados no capítulo 7 e discutidos no capítulo 8 juntamente com as conclusões e considerações finais do presente estudo.

⁶ Apesar da utilização de preços, a abordagem aqui utilizada é de um equilíbrio parcial, uma vez que o foco é no setor de energia elétrica, sem se considerar todas as implicações nos demais setores da economia, o que caracterizaria uma abordagem de equilíbrio geral (*e.g.*, ARROW & DEBREU, 1954)

*“O diabo desta vida é que entre
cem caminhos temos que
escolher apenas um, e viver com
a nostalgia dos outros noventa e
nove”.*

- Fernando Sabino

2. SETOR ELÉTRICO

2.1. DEMANDA

O domínio da sociedade humana sobre formas de conversão e uso de fontes de energia (além da produzida pelo seu próprio organismo) para o seu benefício foram determinantes para curso da história humana. O uso do fogo na cocção de alimentos por nossos ancestrais *Homo erectus*, que aumentou significativamente a oferta calórica em nossa dieta⁷, foi o que possibilitou um rápido crescimento da capacidade cerebral de nosso gênero em menos de dois milhões de anos (FONSECA-AZEVEDO & HERCULANO-HOUZEL, 2012). Diversos eventos subsequentes, como o uso da força animal e aproveitamentos eólicos e hídricos, ao longo dos últimos dois mil anos, multiplicaram ainda mais a disponibilidade energética para satisfazer as necessidades humanas.

Na história recente, muito além de restrições metabólicas, e com tempo de sobra para se dedicar a ciência, o homem foi capaz de desenvolver tecnologias que proporcionaram significativas melhoras na qualidade de vida da população. Em especial, o acesso à energia elétrica, com qualidade e confiabilidade, tanto para o setor industrial como para o residencial, foi crucial para a melhora dos índices de saúde e educação nas cidades e no campo (PASTERNAK, 2000; GUSMÃO *et al.*, 2002).

Em 2012, o consumo per capita de energia elétrica no Brasil atingiu 2.545 kWh/hab, ainda muito abaixo dos níveis de países desenvolvidos, como França com 7.400 kWh/hab., Japão com 7.800 kWh/hab. e Estados Unidos com 13.000 kWh/hab. (EPE, 2013, TOLMASQUIN, 2012, BANCO MUNDIAL, 2016). Contudo, nas últimas três décadas, em países já industrializados, com acesso generalizado à energia elétrica⁸, o aumento do consumo per capita de energia e eletricidade não está correlacionado a um aumento na qualidade de vida da população (MAZUR, 2011). Ou seja, não é aquele aumento de bem estar, associado ao acesso recente a uma fonte energética de qualidade, que irá guiar o crescimento da demanda de eletricidade brasileira no longo prazo, objeto desta tese. Nesta margem, a energia elétrica se comportará preponderantemente como

⁷ A energia térmica aplicada aos alimentos, ao romper estruturas orgânicas, é capaz de diminuir o gasto energético humano na mastigação e aumentar a disponibilidade de nutrientes a serem absorvidos por seu sistema digestório.

⁸ No Brasil, de acordo com o último censo populacional, o atendimento domiciliar de energia elétrica chega a quase 99% dos domicílios (IBGE 2011).

um bem complementar⁹. O consumo de eletricidade tem uma forte correlação com o crescimento econômico e a composição da cesta de consumo (TOLMASQUIN, 2012).

Sendo assim, uma das formas de se projetar a evolução da demanda elétrica para o horizonte de 30 anos é a consideração dos seguintes fatores:

- Crescimento populacional, econômico e de renda;
- Evolução relativa dos setores produtivos e da cesta de consumo final;
- Eficiência energética e;
- Preço.

O crescimento populacional tende a diminuir ao longo do período considerado neste estudo, chegando a uma relativa estabilização populacional na década de 2040, com uma população total de 228 milhões de habitantes (IBGE, 2013). Este efeito ocorre principalmente em função da diminuição do número de filhos por família. Ainda assim, a taxa de crescimento da população pode estar superestimada, em função do horizonte de tempo utilizado na estimativa desse parâmetro, de 2000 a 2010, período de grande crescimento econômico. A taxa de fecundidade da população brasileira pode diminuir a uma velocidade ainda maior face a situações econômicas menos favoráveis. Desta forma, a demanda futura por energia elétrica pode ser menor do que o esperado.

Desde 2008, a economia brasileira tem apresentado um desempenho inferior ao esperado anteriormente. Isso se reflete nas projeções da demanda que, entre o PNE 2030 (EPE, 2007) e o PNE 2050 (EPE, 2016) apresentam uma diferença de 11% na demanda projetada para o ano de 2030, conforme Figura 4 abaixo.

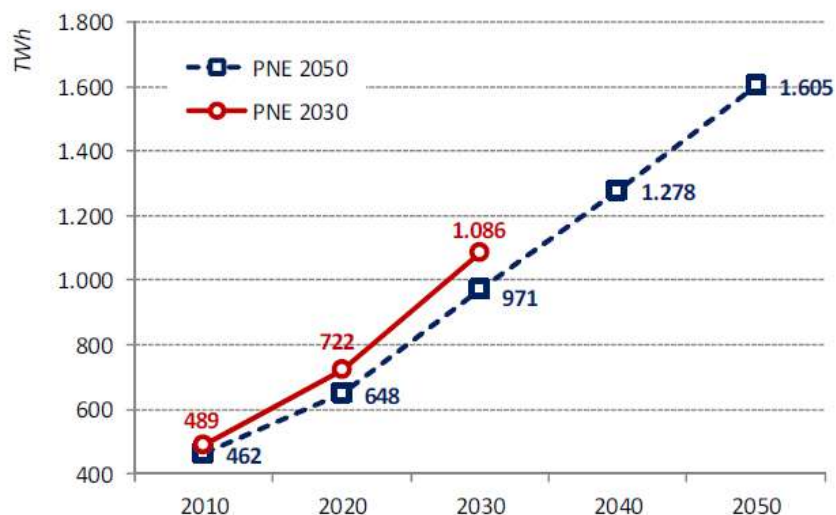


Figura 4: Consumo total de eletricidade projetado para o Brasil: PNE 2050 versus PNE 2030 Fonte: EPE (2016).

⁹ A elasticidade cruzada da demanda de eletricidade e o preço de diversos outros bens é negativa (VARIAN, 2003). A diminuição relativa do preço de bens eletrointensivos (em seu uso final ou produção) irá aumentar a demanda por energia elétrica.

Os setores da economia brasileira que compõem a matriz energética de consumo final (como consta no BEN 2015: Residencial, Comercial & Público, Agropecuário, Transportes e Industrial) possuem, em projeções utilizadas no planejamento do setor elétrico (EPE, 2007; EPE, 2016), diferentes taxas de crescimento esperadas. Estas diferenças são explicadas em função da trajetória de desenvolvimento esperada para o Brasil (com a priorização de setores de maior agregação de valor, em geral, o setor de Serviços), capacidade de investimento (público e privado) e cenários mundiais de oferta e demanda.

O crescimento econômico em cada um desses setores possui um efeito direto sobre a demanda final de eletricidade, associado a intensificação da atividade, e um efeito indireto. Neste último caso, em função do consumo energético dos insumos necessários para manutenção da atividade.

A eficiência energética também pode afetar significativamente essa demanda final. Medidas de eficiência podem ocorrer em diferentes níveis da cadeia (JANNUZZI, 1997):

- Conversão: melhora na taxa de aproveitamento de energia primária ou transformação de energia secundária em outros vetores energéticos (e.g., Turbinas Francis com rendimento maiores que 90% e células fotovoltaicas com rendimento maiores que 25%).
- Uso: Diminuição da necessidade de energia para a realização de um mesmo serviço energético (e.g., lâmpadas fluorescentes e tecnologias de recuperação cinética de correias transportadoras).
- Padrão de Consumo: Alteração de comportamento do consumidor final de modo a gerar o mesmo bem-estar a partir de uma menor quantidade de serviços de energia (e.g., edificações com menor necessidade de controle de temperatura e práticas de home office em empresas).

A taxa de adesão a essas medidas (Curva de Penetração) se dará em função de variáveis técnicas, políticas e econômicas (mercado). Dentro do contexto deste trabalho, com exceção do preço, essas questões serão tratadas como variáveis exógenas.

Além de aspectos tributários, que não serão aqui discutidas, a formação do preço da energia elétrica dependerá das características das usinas que compõem o parque elétrico e das condições externas que definem a capacidade do sistema em atender à carga (consumo mais perdas). A seguir será apresentado o contexto geral e propriedades da oferta de eletricidade no Brasil.

2.2. OFERTA

O atendimento da carga dos centros de consumo depende da equalização entre a geração elétrica e a demanda instantânea do sistema. A constante variação desta demanda (diária, sazonal e anual) implica na necessidade de um adequado planejamento da

operação e expansão do parque gerador. O Gráfico 1, Gráfico 2 e Gráfico 3 ilustram esta variância para o subsistema SE/CO.

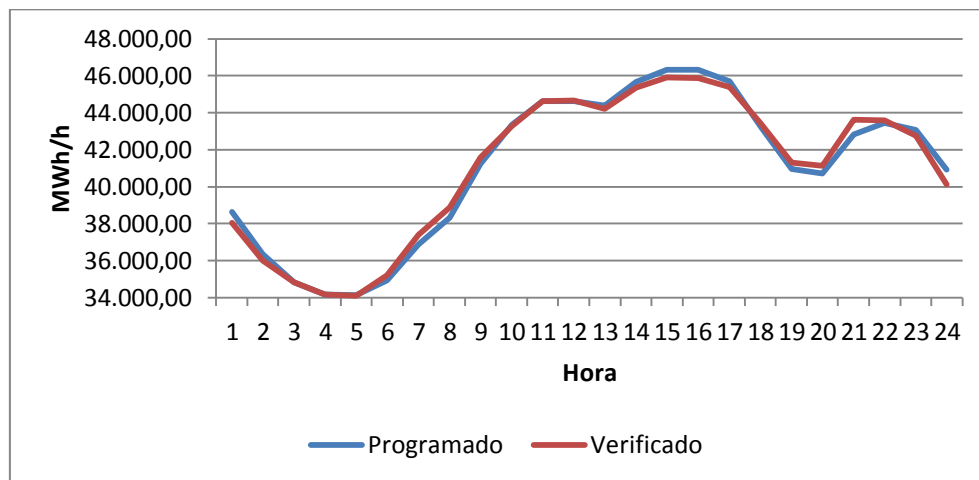


Gráfico 1: Carga de energia horária, subsistema SE/CO no dia 2 de dezembro de 2016. (Fonte: ONS, 2017)

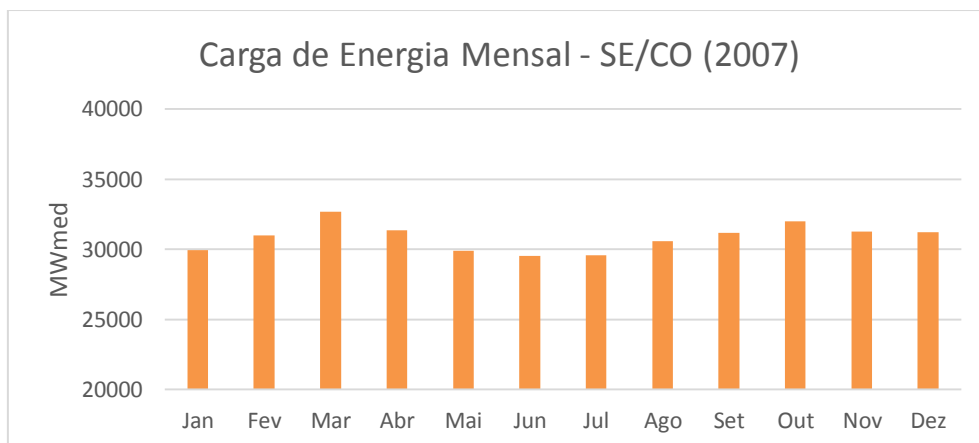


Gráfico 2: Carga de energia mensal para o ano de 2007. Valores obtidos a partir da geração de energia de todas as usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, somada à de usinas programadas pelo ONS. (ONS, 2016)

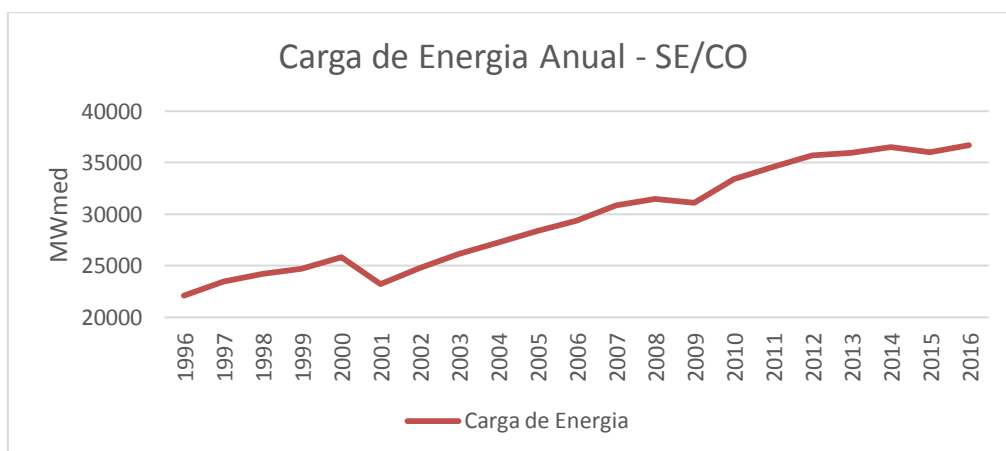


Gráfico 3: Histórico de operação anual da ONS. Valores obtidos a partir da geração de energia de todas as usinas despachadas centralizadamente pelo ONS, somada à de usinas programadas pelo ONS. (ONS, 2016)

Além da evolução da demanda ao longo do tempo, o atendimento à carga de energia necessária para a equalização do sistema irá depender de incertezas associadas à capacidade de as usinas gerarem a energia necessária. De forma geral, as termoeletricas estão sujeitas à variação na disponibilidade do fornecimento de combustível, as solares ao nível de sombreamento, as eólicas às intensidades dos ventos e as hidrelétricas à pluviosidade em suas áreas de drenagem. Este último fator é especialmente crítico para o sistema elétrico brasileiro, que possui uma alta predominância hídrica em sua geração.

Algumas medidas são tomadas para tentar aliviar parte dessas incertezas. Em especial, podemos citar criação de grandes reservatórios a montante de usinas hidrelétricas, que são capazes de regular o volume pluviométrico, e a interligação do parque elétrico brasileiro. O Sistema Interligado Nacional (SIN), com despacho centralizado, permite que a demanda de um dado centro de carga deficiente possa ser atendida por uma geração elétrica em outro ponto do sistema. Contudo, além das perdas geradas por transferências em longas distâncias, a capacidade desse intercâmbio é limitada em função da quantidade e qualidade das linhas de transmissão existentes.

A intensificação do efeito estufa terrestre em função do aumento da emissão de GEE e consequentes mudanças do clima, tendem a aumentar as variações de vento, chuva e temperatura. Em especial para hidroelétricas, a frequência maior de períodos muito secos e muito chuvosos pode afetar negativamente a capacidade de geração de carga do SIN. Essa hipótese foi estudada por SCHAEFFER et. al. (2008), que explora os possíveis efeitos das mudanças climáticas sobre a segurança energética brasileira. Os resultados obtidos indicam uma variação de até 2% na capacidade de carga média do sistema¹⁰.

O custo total¹¹ de geração de cada usina é resultante da soma dos custos de investimento, considerando a remuneração do capital em função do risco, e de custos operacionais, fixos e variáveis (incluindo aqui o combustível necessário para operação de usinas térmicas). A cada momento, a decisão de quais usinas entrarão em operação deve levar em conta esses custos, projetados no curto e no médio prazo. Unidades de geração com custos variáveis baixos tendem a ser despachadas com constância e são consideradas usinas de base. Desta forma, quanto maior a demanda, maior será o custo da geração marginal para atender à carga do sistema, uma vez que serão operadas usinas com altos custos variáveis.

No equilíbrio, o custo marginal de operação (CMO) de usinas de geração, principal variável do preço final da energia elétrica, tende a se igualar ao custo marginal de expansão (CME). Ou seja, somente vale a pena construir novas usinas quando o preço de venda for suficiente para pagar o custo de capital investido. Desta forma, a variável

¹⁰ Também foi estudado o efeito sobre a geração termoeletrica, que varia muito pouco, e do potencial eólico, que varia muito. Porém, neste último caso, o efeito real é limitado em função do conhecimento prévio que os futuros operadores de parques eólicos terão.

¹¹ Como será apresentado mais adiante, estes custos também dependem da extensão e intensidade das externalidades ambientais do empreendimento.

dual da restrição de demanda do modelo de minimização dos custos (ou arrependimento) da expansão do setor elétrico será utilizada como proxy para a estimativa da variação relativa do preço da eletricidade ao consumidor final. Na próxima sessão será explorada a teoria envolvida na elaboração do plano (ou estratégia) ótimo de expansão da oferta e como que a demanda requerida irá influenciar a evolução do CME calculado.

2.3. PLANEJAMENTO

O planejamento de longo prazo da expansão do sistema de geração deve levar em conta todos os condicionantes, de forma que o atendimento à demanda seja confiável e o menos custoso possível¹².

O grande número de variáveis envolvidas afeta de maneira exponencial a quantidade de possibilidades de planejamento de longo prazo. Desta forma, se torna necessária a elaboração de um modelo computacional que auxilie na seleção de escolhas de investimento.

A necessidade de representação e modelagem de incertezas em modelos de expansão de sistemas elétricos motivou diversos trabalhos (GORENSTIN *et al.*, 1993; SIRIKUM *et al.*, 2007; MACHADO JUNIOR, 2000; KENFACK *et al.*, 2001; MATOS & FINARDI 2012). As principais abordagens de incorporação de incertezas podem ser classificadas em dois grupos:

- **Exógena:** São realizadas análises prévias, ou posteriores, de forma que o modelo possa considerar apenas um valor para cada parâmetro associado a alguma incerteza. As duas principais formas de incorporação exógena de incertezas são:
 - Equivalente Certo (Determinístico): Determinação prévia de um valor fixo para o parâmetro incerto. Este pode ser o mais provável (e.g., média de intensidade dos ventos) ou o mais adequado para determinada situação (e.g., considerar uma quantidade máxima de combustível equivalente ao volume mínimo disponível em 95% dos cenários projetados).
 - Análise de Cenários: Avaliação de um dado número de resultados de otimização utilizando diferentes valores para algum parâmetro incerto.
- **Endógena:** São considerados 2 (dois) ou mais valores (fixos ou aleatórios) para um mesmo parâmetro em um modelo de otimização, gerando um resultado único. No presente trabalho foram utilizadas duas formas de incorporação endógena de incertezas:
 - Multiobjetivo: Adequar a função objetivo de forma a otimizar o resultado final considerando diferentes valores para o parâmetro incerto.

¹² Como definido na Lei 9.478/97, em alteração feita pela Lei 10.848/04, a otimização do binômio modicidade tarifária e confiabilidade do Sistema Elétrico deve ser assegurada no planejamento de curto, médio e longo prazo.

- Restritiva: Inserir no modelo um conjunto de restrições de forma a condicionar a solução ótima a contemplar mais de um valor para um dado parâmetro incerto.

Incorporar incertezas endogenamente ao modelo requer um esforço computacional ainda maior. Porém, tratar algumas variáveis de forma exógena pode comprometer a qualidade do resultado final, tanto por gerar opções que fogem do ótimo como por apresentar mais de uma solução sem indicar qual delas seria a mais adequada. A escolha de quais incertezas seriam consideradas endogenamente ao modelo priorizou variáveis relevantes e para as quais o uso de somente um valor comprometeria a confiabilidade do sistema.

A abordagem do equivalente determinístico é talvez o meio mais simples de resolver o problema, pois simplifica significativamente o modelo de otimização. Nesta abordagem, os valores esperados das variáveis estocásticas representando parâmetros incertos são computados para um dado horizonte de tempo e alimentados no modelo, rendendo um único plano de ação. Devido a sua simplicidade, esta abordagem pode ser útil em algumas situações. Porém, ela pode resultar em uma estratégia de investimento que esteja longe do ótimo em casos onde os valores possíveis da variável estocástica tenham uma grande variância e, portanto, a concretização dos fatos pode diferir significativamente dos valores esperados.

Na análise de cenários, o modelo é resolvido independentemente para diferentes conjuntos de valores para os parâmetros, cada um correspondendo a um cenário pré-definido. O resultado final é um conjunto de planos para cada caso hipotético. Esta abordagem pode conferir um resultado robusto quando algumas plantas aparecerem na solução ótima de todos (ou quase todos) os cenários. Contudo, em situações em que isso não ocorre, fica impossível garantir que a solução, que seria – na média – ótima para todos os cenários, possa ser encontrada. Com o intuito de contornar este problema, a endogenização de variáveis incertas pode ser utilizada para encontrar uma estratégia ótima para todos os cenários.

No caso do multicritério, a solução encontrada através da otimização estocástica¹³ não é, necessariamente, ótima para nenhum cenário. Ela é, porém, a solução mais abrangente, pois analisa todos os cenários conjuntamente em um processo de otimização. Por outro lado, como já dito, a complexidade do algoritmo de solução pode não ser realizável por limitações computacionais, especialmente para grandes problemas. A Figura 5 mostra um esquema simplificado onde os principais tipos de abordagens são comparados.

¹³ Em parte da literatura científica, o termo Otimização Estocástica é utilizado para se referir ao conjunto de técnicas utilizadas para incorporar, endogenamente, variáveis estocásticas ao processo de otimização.

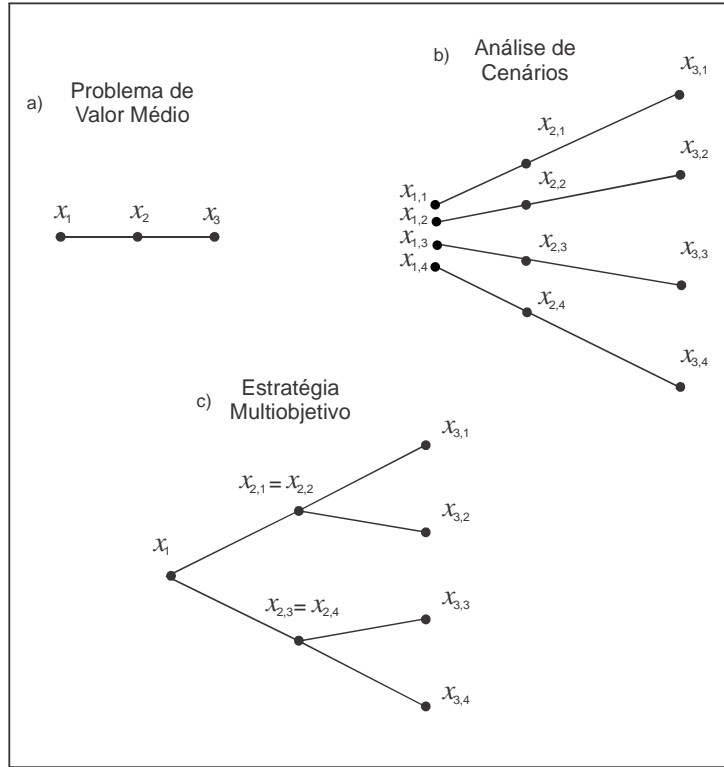


Figura 5: Abordagens para o planejamento sob incertezas. A variável x_{tm} representa as decisões de investimento do estágio t no cenário m . Em (a) não existe diferenciação de cenários. x_1 é constituído pelas decisões de curto prazo, iguais para todos os cenários.

O algoritmo de solução utilizado no âmbito deste trabalho utiliza como critério a minimização do máximo arrependimento econômico associado e cada cenário (minimax). O conceito de arrependimento e a formulação do modelo serão discutidos no Capítulo 3.

Na incorporação de incertezas, de maneira endógena, na forma de restrições ao problema de otimização, o modelo é resolvido uma única vez, porém deve atender a todas as restrições aplicáveis aos diferentes valores considerados para a variável incerta. Esta abordagem é capaz de gerar um único plano de ação, de forma similar ao equivalente determinístico, contudo demanda um grande esforço computacional adicional, uma vez que eleva significativamente o número de restrições e variáveis do problema.

Utiliza-se ainda, como condição de equilíbrio entre a demanda e oferta projetadas pelos respectivos modelo de demanda e oferta, os valores de preço utilizado como premissa no primeiro e o CME resultante do processo de otimização do segundo. Desta forma, foi desenvolvido um protocolo iterativo em que, caso os custos de expansão do sistema superem¹⁴, ou fiquem abaixo, do esperado, é realizada uma nova etapa de planejamento

¹⁴ No presente trabalho, o custo marginal de expansão considerado como premissa inicial do modelo de demanda é o CME resultante do modelo de otimização da oferta (calculado a partir da variável dual da restrição de demanda) sem a consideração dos custos ambientais.

da expansão tendo em vista a nova projeção da demanda – atualizada em função da elasticidade preço de cada setor de consumo final.

De maneira implícita, o modelo de otimização considera que o mercado de energia elétrica é capaz de repassar os custos adicionais de geração ao preço final de comercialização de eletricidade. O consumidor final, por sua vez, é capaz de adequar sua demanda de forma a atingir um novo nível ótimo.

3. SISTEMAS DE MODELOS

Nesta seção serão apresentadas as formulações matemáticas que definem os modelos computacionais aqui utilizados para a elaboração das estratégias de expansão do sistema elétrico brasileiro.

São três unidades de programação: uma de Projeção da Demanda, escrita em linguagem Excel; uma de Otimização da Oferta, escrita em AMPL; e um *script* de execução do modelo AMPL para estabelecimento de processos iterativos e entrada automática de dados.

3.1. PROJEÇÃO DA DEMANDA¹⁵

A projeção da demanda leva em consideração a configuração inicial de oferta e consumo e as diferentes taxas de crescimento dos setores¹⁶ que compõem o consumo energético final explicitados no Balanço Energético Nacional (MME, 2010).

Como premissa, no presente trabalho, é considerada a manutenção do perfil de consumo de cada um dos setores. Porém, a formulação do modelo permite a progressão deste consumo de maneira diferenciada para cada uma das fontes de energia. Por exemplo, seria possível uma projeção do aumento da participação da eletricidade no perfil de consumo do setor de transportes em função do aumento da participação de automóveis híbridos e elétricos.

Ainda, com o intuito de simplificar a matriz brasileira, as fontes de energia secundária foram agrupadas junto à fonte de energia primária utilizada ante a respectiva transformação. Com exceção da eletricidade, alguns vetores energéticos¹⁷ que possuem mais de uma fonte primária foram somados à que possui a maior participação em sua transformação final. Desta forma, para se chegar à demanda final projetada dessas fontes primárias é necessária uma função de transformação adicional¹⁸.

Considerando,

$de_{u,v}^k$: Demanda energética da fonte u pelo setor v no ano k .

co_v^k : Consumo energético total do setor v no ano k .

¹⁵ Este modelo tem como base o arquivo Excel oferecido aos alunos da disciplina *Problema Energético y Desarrollo Sostenible*, ministrada por Ángel Pérez-Navarro do *Instituto de Ingeniería Energética* da Universidad Politécnica de Valencia (UPV). A formulação inicial tem como base a matriz energética espanhola simplificada.

¹⁶ Este modelo não incorpora nenhum processo de otimização, funcionando como uma multiplicação matricial dinâmica e sequenciada de forma a estruturar a evolução esperada da matriz energética de acordo com premissas e parâmetros iniciais. Permite a incorporação de aspectos de modelos de equilíbrio geral.

¹⁷ Óleo Diesel, Gasolina, GLP e Produtos não energéticos de petróleo.

¹⁸ Essa transformação não é necessária para a coluna relativa à demanda final projetada de hidroeletricidade e energia elétrica, principal resultado dentro do contexto deste trabalho.

$a_{u,v}^k$: Participação esperada da fonte u no consumo energético total do setor v no ano k .

dCO_v^k : Crescimento previsto do setor v no período k .

$ELP_{u,v}$: Parâmetro da elasticidade preço do setor v pelo energético u .

dP_u^k : Variação do preço no energético u no estágio k .

Para projetar o consumo co_v^k , em cada período subsequente ao inicial, a coluna da matriz relativa ao consumo final de cada setor é multiplicada pelo vetor das taxas de crescimento específica setorial dCO_v^k . O consumo de cada fonte energética $de_{u,v}^k$ é obtido a partir do perfil energético, $a_{u,v}^k$, daquele setor naquele período, já atualizado em função da variação do preço da eletricidade dP_u^k . Desta forma,

$$co_v^k = co_v^{k-1} * (1 + dCO_v^k) \quad (1)$$

$$\forall k = 1, \dots, K; v = 1, \dots, V$$

$$de_{u,v}^k = a_{u,v}^k * co_v^k * (1 + (ELP_{u,v} * dP_u^k)) \quad (2)$$

$$\forall k = 1, \dots, K; v = 1, \dots, V; u = 1, \dots, U$$

São oferecidos para o modelo de oferta dois cenários de demanda ($\sum_{v=1}^V de_{eletricidade,v}^k$) de eletricidade possíveis, um baixo e um alto, aqui chamados de: Demanda 1 e Demanda 2. O processo iterativo será descrito na Seção 3.3 a seguir.

Com o intuito de acompanhar a evolução da intensidade energética geral, são projetados também a população e o PIB do país, porém, na atual formulação, estas não são variáveis explicativas para o crescimento da demanda energética.

3.2. OTIMIZAÇÃO DA OFERTA

O modelo aqui utilizado, chamado de MAPE para *Modelo Ambiental de Planejamento para Expansão Elétrica* (SANTOS & LEGY, 2013), é uma reformulação do modelo desenvolvido por MACHADO JÚNIOR (2000), o MELP - *Modelo de Expansão de Longo Prazo*, de tal forma que este passe a considerar os custos externos gerados para a sociedade em função dos impactos das atividades do setor elétrico. Além desta alteração, foram realizadas outras mudanças no modelo, em parte baseadas no trabalho do CEPEL (LISBOA, 2003).

A formulação do MAPE permite a especificação de uma estratégia de ações em vez de um plano com uma única linha de ação. As incertezas sobre taxas de crescimento são tratadas de forma a permitir ajustar o comportamento em momentos posteriores do horizonte de planejamento. Em resposta à demanda real observada é possível decidir

quais dos cronogramas definidos pelo modelo será seguido. Desta forma, é uma abordagem de “esperar e ver”, mais conhecida pela expressão em inglês “*wait and see*”.

A metodologia consiste em um processo de otimização em duas etapas. Na primeira etapa, o problema de otimização determinística procura uma solução individual para cada cenário considerado. Para um dado cenário, todos os valores de parâmetros incertos são conhecidos para todo o horizonte de planejamento (i.e., “o futuro é conhecido”)¹⁹. Sobre essas circunstâncias, é possível encontrar um plano de investimento ótimo (menor custo) para cada cenário considerado.

Na segunda etapa da metodologia, um problema de otimização *minimax* encontra a solução que minimiza as diferenças entre a solução ótima de cada cenário – encontrados na primeira etapa – e o custo da estratégia selecionada caso o futuro aconteça como previsto neste cenário. A diferença entre esses dois valores é chamada de arrependimento, pois mede o custo adicional causado pela imprevisibilidade da demanda de eletricidade futura. A função objetivo nesse passo é, portanto, a minimização do máximo arrependimento entre todos os cenários (Gorenstin, 1993). Este quadro metodológico é ilustrado na Figura 6.

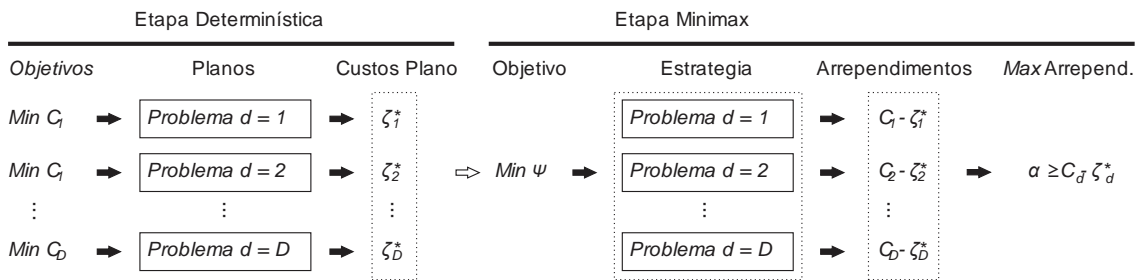


Figura 6: Metodologia de otimização *Minimax* para D cenários de demanda (SANTOS & LEGEY, 2013).

3.2.1. Etapa determinística

As variáveis ambientais são introduzidas no MAPE através da modificação da função objetivo (nas duas etapas). Essas variáveis são representadas em escala monetária, utilizando metodologias de valoração de serviços ambientais, de acordo com o que será apresentado nos capítulos 4 e 5. Desta forma, considerando as diferentes naturezas dos impactos de unidades de geração, as variáveis ECC_j^k e EOC_j^k foram introduzidas na função objetivo. Estes acrônimos significam:

FCC_j^k : Custo anual equivalente de construção da unidade (ou componente do sistema) j no ano k .

FOC_j^k : Custo anual de operação da unidade (ou componente do sistema) j no ano k .

¹⁹ Essa situação é também conhecida na abordagem da “Análise da Decisão” como hipótese da “informação perfeita”. Ver, por exemplo, o capítulo 4, *Decision Analysis*, em ANDERSON *et.al.* (2013).

ECC^k_j : Custo ambiental anual equivalente de construção da unidade (ou componente do sistema) j no ano k .

EOC^k_j : Custo ambiental anual de operação da unidade (ou componente do sistema) j no ano k .

Diferente do que a maioria dos modelos multiperíodos de minimização de custos, tal como o MELP, o MAPE utiliza custos anuais equivalentes (CAE) como parâmetros em sua função objetivos, em vez de valor presente líquido (VPL). O motivo para esta escolha foi que os custos de construção e operação de hidroelétricas e termoeletricas, assim como o tempo de vida útil esperado, são bem diferentes. Enquanto UHEs têm altos custos de construção e uma operação relativamente barata, o inverso acontece com UTEs. Ainda, hidroelétricas tem uma vida útil bem maior que plantas térmicas. O CAE captura essas diferentes características de usinas candidatas. De forma a acomodar estes parâmetros, a variável de decisão de investimento (xn^k_j), foi substituída pela variável de “existência” da usina (σn^k_j). Desta forma,

$$\sigma n^k_j = \sum_{\tau=1}^k xn^{\tau}_j \quad (3)$$

onde,

xn^k_j Variável binária que indica se a construção da unidade j do tipo n está planejada para terminar no ano k {equivale a 1, caso verdadeira, e 0 caso contrário}

σn^k_j Variável binária que indica se a unidade j do tipo n está disponível no ano k {equivale a 1, caso verdadeira, e 0 caso contrário}.

Repare que caso a construção da unidade j do tipo n termine no período k , então $\sigma n^{\tau}_j = 1$, para todo $\tau = k, \dots, K$.

A etapa determinística, portanto, pode ser escrita da seguinte forma:

Minimize C_d

$$C_d = \sum_{k=1}^K \frac{1}{(1+r)^k} \left\{ \left(\sum_{j \in J^H} (FCC^k_j + ECC^k_j) \cdot \sigma h^k_j + \sum_{j \in J^T} FCC^k_j \cdot \sigma t^k_j + \sum_{j \in J^Z} (FCC^k_j + ECC^k_j) \sigma z^k_j \right) + \left(\sum_{j \in J^I} \sum_{l=1}^L (FOC^k_j + EOC^k_j) \cdot \hat{t}^k_{j,l} \right) \right\} \quad (4)$$

sujeito a:

Restrições de operação em condições pluviométricas médias.

Demanda elétrica:

$$\sum_{\substack{j \in J^H \\ \wedge j \in J_i}} \hat{h}_{j,l}^k + \sum_{\substack{j \in J^T \\ \wedge j \in J_i}} \hat{t}_{j,l}^k + \sum_{ip \in \Omega_i} (\eta_{i,ip}^k \hat{z}_{ip,i,l}^k - \hat{z}_{i,ip,l}^k) \geq \theta_l \cdot D_{i,l}^k \quad (5)$$

$$\forall i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K; l = 1, \dots, L$$

Capacidade de geração:

$$-\sigma^k_j \bar{P}_j \cdot \theta_l + \hat{h}_{j,l}^k \leq 0 \quad (6)$$

$$-\sigma^k_j \underline{P}_j \cdot \theta_l + \hat{h}_{j,l}^k \geq 0 \quad (7)$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^H; l = 1, \dots, L$$

$$-\sigma^k_j [\bar{P}_j \cdot \hat{F}p_{j,k} + (1 - \hat{F}p_{j,k}) \underline{P}_j] \cdot \theta_l + \hat{t}_{j,l}^k \leq 0 \quad (8)$$

$$-\sigma^k_j \underline{P}_j \cdot \theta_l + \hat{t}_{j,l}^k \geq 0 \quad (9)$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^T; l = 1, \dots, L$$

Disponibilidade energética:

$$-\sigma^k_j \hat{E}_j + \sum_{l=1}^L \hat{h}_{j,l}^k \leq 0 \quad (10)$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^H$$

$$-\sigma^k_j \bar{T}_j + \sum_{l=1}^L \hat{t}_{j,l}^k \leq 0 \quad (11)$$

$$-\sigma^k_j \underline{T}_j + \sum_{l=1}^L \hat{t}_{j,l}^k \geq 0 \quad (12)$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^T$$

Capacidade de transmissão entre subsistemas:

$$\sum_{\substack{j \in J^Z \\ \wedge j \in Ji}} (\sigma_{z,j}^k \cdot \bar{Z}_{j,i,ip} \cdot \theta_l) + \hat{z}_{i,ip,l}^k \leq 0 \quad (13)$$

$$\forall i = 1, \dots, I; ip \in \Omega_i; k = 1, \dots, K; l = 1, \dots, L$$

Restrições de operação em condições pluviométricas críticas.

Demanda elétrica:

$$\begin{aligned}
& \sum_{\substack{j \in J^H \\ \wedge j \in J_i}} \tilde{h}_{j,l}^k + \sum_{\substack{j \in J^T \\ \wedge j \in J_i}} \tilde{t}_{j,l}^k + \\
& \sum_{ip \in \Omega_i} (\eta_{i,ip}^k \tilde{z}_{ip,i,l}^k - \tilde{z}_{i,ip,l}^k) \geq \theta_l \cdot D_{i,l}^k \\
& \forall i = 1, \dots, I; k = 1, \dots, K; l = 1, \dots, L
\end{aligned} \tag{14}$$

Capacidade de geração:

$$-\sigma h_j^k \bar{P}_j \cdot \theta_l + \tilde{h}_{j,l}^k \leq 0 \tag{15}$$

$$-\sigma h_j^k \underline{P}_j \cdot \theta_l + \tilde{h}_{j,l}^k \geq 0 \tag{16}$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^H; l = 1, \dots, L$$

$$-\sigma^k_j [\bar{P}_j \cdot \tilde{F}p_{j,k} + (1 - \tilde{F}p_{j,k}) \underline{P}_j] \cdot \theta_l + \tilde{t}_{j,l}^k \leq 0 \tag{17}$$

$$-\sigma^k_j \underline{P}_j \cdot \theta_l + \tilde{t}_{j,l}^k \geq 0 \tag{18}$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^T; l = 1, \dots, L$$

Disponibilidade energética:

$$-\sigma h_j^k \hat{E}_j + \sum_{l=1}^L \tilde{h}_{j,l}^k \leq 0 \tag{19}$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^H$$

$$-\sigma^k_j \bar{T}_j^k + \sum_{l=1}^L \tilde{t}_{j,l}^k \leq 0 \tag{20}$$

$$-\sigma^k_j \underline{T}_j^k + \sum_{l=1}^L \tilde{t}_{j,l}^k \geq 0 \tag{21}$$

$$\forall k = 1, \dots, K; j \in J^T$$

Capacidade de transmissão entre subsistemas:

$$\sum_{\substack{j \in J^Z \\ \wedge j \in J_i}} (\sigma_{z,j}^k \cdot \bar{Z}_{j,i,ip} \cdot \theta_l) + \tilde{z}_{i,ip,l}^k \leq 0 \tag{22}$$

$$\forall i = 1, \dots, I; ip \in \Omega_i; k = 1, \dots, K; l = 1, \dots, L$$

Variáveis de investimento.

$$\sum_{k=1, \dots, k} x n_j^k \leq 1 \tag{23}$$

$$\forall n = h, t, z; j = 1, \dots, J$$

Restrições de não-negatividade.

$$\hat{n}_{j,l}^k \geq 0 \quad (24)$$

$$\tilde{n}_{j,l}^k \geq 0 \quad (25)$$

$$\hat{z}_{i,ip,l}^k \geq 0 \quad (26)$$

$$\tilde{z}_{i,ip,l}^k \geq 0 \quad (27)$$

$$xn_j^k \in \{0,1\} \quad (28)$$

As restrições operacionais em condições pluviométricas médias, (5) até (13), garantem a viabilidade do cronograma de investimento e despacho de usinas ($\hat{n}_{j,l}^k$) em condições médias e limitações do sistema elétrico. As restrições (14) a (22), que tratam de condições críticas de pluviosidade, utilizam as variáveis operacionais ($\tilde{n}_{j,l}^k$) que não têm influência direta na função objetivo, porém impõem ao problema a condição de que a evolução do sistema elétrico planejado seja capaz de atender a demanda, ainda que em condições meteorológicas desfavoráveis. As restrições de não-negatividade, (23) a (28), representam condições lógicas do problema e definem variáveis binárias.

De modo diferente ao MELP, que utiliza a técnica de decomposição de Bender's (BENDER, 1962; MACHADO JUNIOR, 2000) para decompor o problema de otimização em subproblemas de investimento e operação, o MAPE resolve o problema sem essa técnica. Apesar de demandar maior capacidade de processamento, a opção escolhida permite uma formulação mais simples do problema por não ser necessário que toda solução do subproblema de investimento seja capaz de entregar um cronograma de construção viável para o subproblema de operação. Na abordagem de decomposição, para garantir essa viabilidade, é necessário adicionar usinas de geração "virtuais", com custos altíssimos, em cada subsistema, para representar as variáveis de déficit do sistema. Uma vez que o MAPE é resolvido com o solver CPLEX™, que utiliza uma variação do algoritmo *Branch & Bound* para problemas de programação mista-inteira (ILOG, 2003) e, portanto, não utiliza aquela técnica de decomposição, ele pode simplesmente declarar que a oferta de eletricidade em cada subsistema deve ser capaz de, pelo menos, atender a curva de demanda, levando em consideração todos os intercâmbios entre os subsistemas, como em (5).

Adicionalmente, as unidades previamente existentes ou já planejadas, apesar de não serem contempladas na primeira parcela da função objetivo do problema, pois não implicam em novos investimentos, devem ser consideradas como unidades disponíveis para o sistema. Sendo assim, as variáveis de construção relativas a essas usinas (xn_j^k), onde k corresponde ao ano de construção já planejado ($k = 0$, para existentes), são fixadas em 1.

O problema determinístico é resolvido para cada cenário de demanda $d = 1, \dots, D$, entregando soluções ótimas de custo ζ_d^* . Estas soluções são então utilizadas na próxima etapa para calcular a estratégia ótima de expansão, cujo o objetivo é minimizar o máximo arrependimento entre todos os cenários possíveis. Neste contexto, arrependimento é definido como a diferença entre o custo esperado de uma estratégia candidata quando o cenário d acontece e o custo ótimo do problema determinístico para aquele cenário.

3.2.2. Etapa Minimax

Nesta etapa o processo de otimização irá procurar por uma estratégia de investimentos que possa entregar o menor arrependimento máximo (α) entre todos os cenários de demanda.

O problema minimax pode ser assim formalizado:

$$\text{Minimize } \Psi \quad (29)$$

onde

$$\Psi = \alpha \quad (30)$$

sujeito a:

Máximo arrependimento

$$\alpha \geq C_d - \zeta_d^* \quad \forall d = 1, \dots, D \quad (31)$$

Onde,

C_d Custo calculado de uma estratégia candidata quando o cenário de demanda d acontece.

Restrições de viabilidade

As restrições (5) a (28) associadas a cada C_d continuam aplicáveis na segunda etapa (*minimax*) do problema²⁰. A solução para este problema entrega um conjunto de variáveis de decisão () representadas por uma árvore de ramificação binária na qual as escolhas em relação aos diferentes cenários são ilustradas na Figura 7. Cada ponto de ramificação desta árvore corresponde a um estágio onde, dependendo do cenário (ou grupo de cenários) que já tenha de fato ocorrido, será possível seguir com o plano de ação específico definido na estratégia *wait and see* obtida pela solução do problema *minimax*.

²⁰ Desta forma, todas as variáveis e equações são projetadas em mais uma dimensão, $d = 1, \dots, D$, assim como o parâmetro $D_{i,l}^k$, formulado nesta etapa como $D_{i,l,d}^k$.

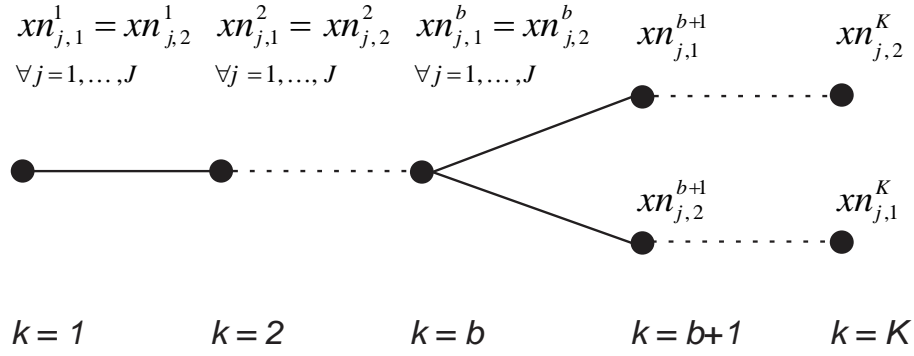


Figura 7: Árvore de ramificação binária para dois cenários. (b corresponde ao período onde a ramificação entre os cenários acontece)

Para sua implementação, o MAPE foi programado em AMPL (Fourer & Kernighan, 2003), com o solver CPLEX™, que utiliza uma variação do algoritmo *Branch & Bound* para problemas de programação mista-inteira (ILOG, 2003). A programação completa pode ser consultada no ANEXO I: FORMULAÇÃO do MODELO.

3.3. MODELO INTEGRADO

A integração entre o modelo de oferta e demanda foi formulada de maneira a permitir que a variação do custo marginal de expansão (CME), obtida indiretamente a partir do cálculo da variável dual associada à restrição (5), atualizasse as projeções da demanda.

Para ilustrar a relação entre variáveis duais e preço-sombra (no caso, o CME representa um preço sombra da demanda elétrica), considere o seguinte problema de programação linear, PRIMAL, e o seu respectivo DUAL:

Quadro 1: Dualidade de um problema em PL

PRIMAL	DUAL
Min $Z = c \cdot x$	Max $D = b^T \cdot \pi$
s.a	s.a
$A \cdot x \geq b$	$A^T \cdot \pi \leq c^T$
$x \geq 0$	$\pi \geq 0$

A interpretação física do Primal e do Dual variam conforme o contexto onde a metodologia é aplicada. No caso em questão, a interpretação do Primal é evidente, ou seja, minimizar os custos da oferta de energia elétrica, sujeito a restrições da demanda e outras restrições. Já a interpretação correspondente ao Dual não é tão clara. Vamos nos ater apenas ao preço-sombra do dual relativo às restrições de demanda do primal. Então,

a função objetivo do dual significa maximizar o retorno com a venda de energia elétrica, que é um recurso escasso, aos diferentes setores da economia. As restrições do dual indicam que o custo unitário de cada fonte j deve ser no máximo igual ao à soma dos pagamentos unitários efetuados por cada setor de consumo i . Assim, se a soma dos pagamentos unitários for inferior ao custo unitário de determinada fonte j ($\sum_i a_{ij}\pi_i < c_j$), essa fonte não será utilizada ($x_j = 0$). Apenas quando $\sum_i a_{ij}\pi_i = c_j$, onde c_j inclui a margem de lucro do produtor, haverá geração pela fonte j , i.e., $x_j > 0$.

Para o caso do planejamento da expansão da oferta de energia, as variáveis duais das restrições associadas ao atendimento da demanda ao longo do tempo representarão o **custo marginal** de expansão do sistema de geração.

Desta forma, a operação de dados iterativa realizada pelo modelo integrado consiste em coletar os valores de algumas variáveis do modelo de demanda e entregá-la ao modelo de oferta como parâmetros e vice versa, até o ponto em que a diferença entre os valores carregados na iteração anterior e os resultantes da solução do problema de expansão da oferta estejam abaixo de um limite pré-estabelecido²¹. A figura XX a seguir ilustra este processo.

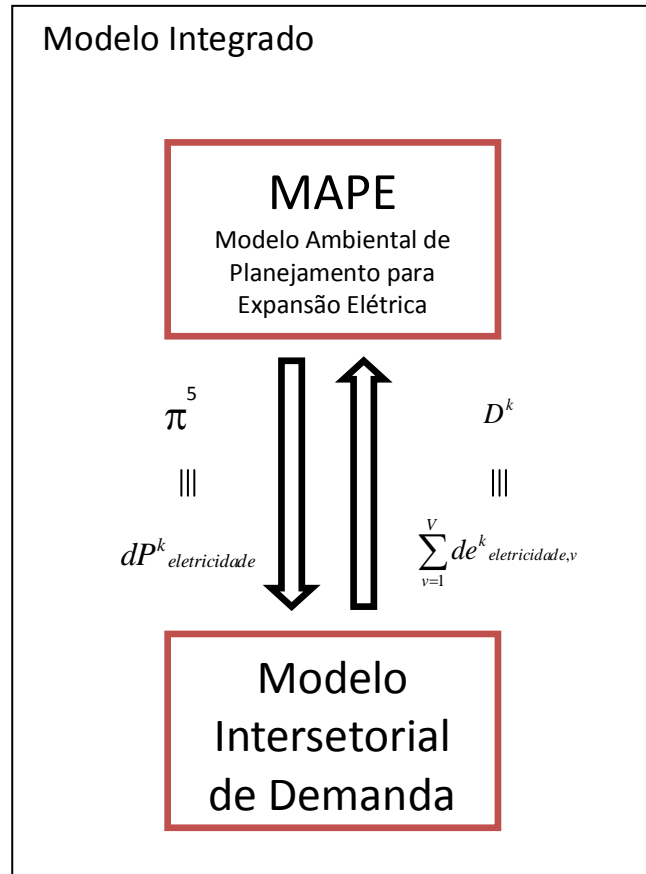


Figura 8: Ilustração esquemática da operação de dados iterativa realizada pelo modelo integrado. A referência à $\pi^{(5)}$ corresponde à variável dual, referente a restrição de demanda, da solução ótima. (Elaboração Propria).

²¹ Neste trabalho foi utilizado um limite de $\pm 0,1\%$.

A interoperabilidade entre o modelo de demanda e oferta foi estabelecida através de uma programação de script AMPL, no mesmo ambiente do modelo de oferta, utilizando um leitor ODBC para interação com o modelo de demanda, programado em Excel™. O script completo pode ser consultado no ANEXO I: FORMULAÇÃO do MODELO.

Uma vez que a variação de custos observada ao adicionar as variáveis ambientais é relativamente pequena (menor que 5% do custo médio total) e que a curva de custo marginal de expansão da oferta em sistemas elétricos consolidados é crescente no longo prazo, foi observado um comportamento de convergência desse modelo iterativo. Contudo, dentro do escopo desta tese, não foi possível provar que este comportamento será consistente para qualquer caso.

4. EXTERNALIDADES

Para incluir a dimensão ambiental à função objetivo do modelo de minimização de custos, é necessária a representação dessas questões na mesma escala que as outras parcelas dessa soma. A partir da seleção dos Serviços Ambientais impactados pela construção e operação das unidades de geração e transmissão do planejamento do setor elétrico brasileiro, foram utilizadas técnicas de Valoração Ambiental para aquele fim, a representação das externalidades em valores monetários.

Nesta seção serão elucidados os conceitos associados a estas temáticas e o detalhamento da metodologia utilizada para a definição dos custos de externalidade considerados no modelo.

4.1. SERVIÇOS AMBIENTAIS²²

O conceito de Serviço Ambiental está diretamente relacionado ao de Valoração Ambiental. Para se atribuir um valor monetário a um recurso ambiental, é necessário que este recurso esteja associado a uma mudança de bem-estar para a população. Segundo a teoria econômica, algo somente possui valor se proporcionar ao ser humano algum tipo de satisfação (“utilidade”), ainda que seja intangível ou não necessária para a sua sobrevivência, criando um elo entre o elemento físico (“recurso”) e o benefício social (“serviço”) que pode ser obtido pelo seu uso. Por exemplo, cardumes pesqueiros configuram como recurso para a prática de pesca para consumo humano, benefício social da atividade (serviço). A beleza cênica de uma área de natureza preservada, por exemplo, configura um serviço, sendo que seu consumo (apreciação da vista) não implique em nenhuma perda para o recurso, e não tenha sido cobrado nenhum preço para tal. A valoração ambiental busca expressar em unidades monetárias (ou outro numerário) a importância desse serviço para a sociedade, independentemente da existência ou não de um preço de mercado.

Em 1970, um relatório intitulado Estudos dos Problemas Ambientais Críticos (SCEP, 1970 apud DALY, 1997) utilizou pela primeira vez a expressão “serviço” para representar funções ambientais para um público mais amplo. Neste documento, foram listados os seguintes “serviços ambientais” ameaçados:

- Controle de pragas;
- Polinização;
- Pesca;
- Regulação climática;
- Retenção do sedimento;

²² Esta seção tem como base trabalhos, ainda não publicados, desenvolvidos em conjunto com o Grupo de Economia do Meio Ambiente (GEMA), coordenado pelo professor Carlos Eduardo F. Young.

- Controle de enchentes;
- Ciclagem de matéria e;
- Composição da atmosfera

Após este relatório pioneiro, o conceito de “serviços ambientais” passou a ser utilizado com mais frequência e foi acrescido de novos serviços (tais como o de biblioteca gênica: ver HOLDREN & EHRLICH, 1974). Na última década, o conceito de serviço ambiental (ou ecossistêmico) tem sido largamente empregado. A referência mais citada sobre o assunto – *Millenium Ecosystem Assessment – Ecosystems and Human Well-being* (MEA, 2005) –, considerada como marco teórico para análise do tema, define o conceito como:

“Serviços ecossistêmicos são os benefícios obtidos dos ecossistemas pelas pessoas. Entre esses estão serviços de provisão, como alimentos, água potável, madeira, e fibra; serviços de regulação que afetam o clima, inundações, doenças, resíduos e qualidade da água; serviços culturais que fornecem benefícios recreativos, estéticos e espirituais; e serviços de suporte como formação do solo, fotossíntese e reciclagem de nutrientes. A espécie humana, enquanto protegida contra mudanças no meio ambiente através de cultura e tecnologia, é fundamentalmente dependente do fluxo de serviços ambientais (MEA, 2005)²³”.

No entanto, o entendimento sobre este conceito não é homogêneo. Serviços ambientais são considerados, por alguns, como recursos que poderiam ser obtidos somente a partir de elementos naturais, enquanto outros pesquisadores ampliam o conceito de modo a incluir elementos culturais como serviços. Aliado a isso, na literatura econômica relacionada, algumas vezes, diferencia-se o termo “bem” (tal como comida e madeira) e “serviço” (tal como saúde e beleza cênica) (WALLACE, 2007). Essa corrente segue a lógica de classificar como “bens” os produtos tangíveis e como “serviços” os intangíveis. Há, contudo, uma série de situações nas quais é bastante difícil estabelecer tal distinção, e a classificação como bem ou serviço acaba dependente da interpretação individual do analista.

A classificação dos serviços é ainda mais diversa e algumas vezes pouco delimitada. A divisão empregada algumas vezes mistura processos (meios) para atingir os serviços e os serviços em si (fim) dentro de uma mesma categoria de classificação (COSTANZA *et al.*, 1997; DeGROOT, 2002; MEA, 2005; WALLACE, 2007).

²³ Tradução própria.

Tabela 1: Diferentes classificações de serviços ambientais. (Baseado em: De Groot *et al.*, 2002; Costanza *et al.*, 1997; Wallace, 2007; MILLENNIUM ECOSYSTEM ASSESSMENT, 2005)

De Groot <i>et al.</i>		Constanza <i>et al.</i>		Wallace		MEA	
Divisão	Serviços	Divisão	Serviços	Divisão	Serviços	Divisão	Serviços
Serviços de Provisão	Alimentos	Não divide	Regulação de gases	Serviços de Provisão	Alimentos	Serviços de Provisão	Alimentos
	Matérias-primas		Regulação climática		Fibra		Fibra
Serviços de Regulação	Recursos Genéticos		Prevenção de distúrbios	Serviços de Regulação	Recursos Genéticos	Serviços de Regulação	Recursos Genéticos
	Recursos Medicinais		Regulação da água		Bio-químicos, naturais, etc		Bio-químicos, naturais, produtos farmaceuticos
	Recursos Ornamentais		Fornecimento de água		Recursos Ornamentais		Água doce
	Regulação de gases		Controle de erosão e retenção de sedimentos	Serviços de Regulação	Água doce	Serviços de Regulação	Regulação da qualidade do ar
	Regulação climática		Formação do solo		Regulação da qualidade do ar		Regulação climática
	Prevenção de distúrbios		Reciclagem de nutrientes		Regulação climática		Regulação da água
	Regulação da água		Tratamento de resíduos		Regulação da água		Regulação da erosão
	Fornecimento de água		Polinização		Regulação da erosão		Purificação da água e tratamento de resíduos
	Retenção do solo		Controle biológico		Regulação de doenças		Regulação de doenças
	Formação do solo		Refúgio		Regulação de pragas		Regulação de pragas
	Regulação de nutrientes		Produção de alimentos	Serviços Culturais	Polinização		Polinização
	Tratamento de resíduos		Matérias-primas		Diversidade cultural	Serviços Culturais	Regulação dos riscos naturais
Serviços Culturais	Polinização	Não divide	Recursos Genéticos		Valores espirituais e religiosos		Valores espirituais e religiosos
	Controle Biológico		Recreação		Recreação e eco-turismo	Serviços de Suporte	Valores estéticos
	Informação estética		Cultura	Serviços de Suporte	Valores estéticos		Recreação e eco-turismo
	Recreação				Sistemas de conhecimento	Serviços de Suporte	Formação do solo
Serviços de Suporte	Informação cultural e artística				Valores educacionais		Fotossíntese
	Informação histórica e espiritual				Formação do solo		Produção primária
	Ciência e educação				Fotossíntese		Reciclagem de nutrientes
	Refúgio				Produção primária		Reciclagem da água
	Berçário Natural				Reciclagem de nutrientes		
					Reciclagem da água		

O uso dos termos ‘serviços ambientais’ – mais comum da literatura sul-americana – e ‘serviços ecossistêmicos’ como sinônimos vem sendo debatido na literatura por dois principais motivos. O termo ‘ecossistêmico’ está mais próximo ao conceito desenvolvido em *Millenium Ecosystem Assessment*, que não faz menção, em seu texto, a serviços ambientais (em inglês, *environmental services*). Ademais, comumente observa-se uma confusão na utilização dos conceitos de ‘bens’ e ‘serviços ambientais’ utilizado pela Organização Mundial do Comércio, que não guarda relação com os serviços providos pelos ecossistemas, referindo-se, por exemplo, a filtros de ar, descontaminação de solo e serviços de consultoria em temas de recursos naturais (MADRIGAL & ALPIZAR, 2008).

Serviço ambiental é de certa forma uma representação mais palpável do conceito de externalidade positiva prestada pelo meio ambiente, bastante difundido na literatura sobre economia ambiental. Porém, devido a sua ampla aceitação, a utilização do conceito SA em detrimento de “externalidade positiva” justifica-se como ferramenta de linguagem, tornando mais clara a relação entre a alteração do ambiente natural e a desutilidade social gerada.

A principal vantagem do uso do termo Serviço Ambiental, então, é o sua melhor capacidade de comunicação e, portanto, será utilizado nesta tese mais comumente, e de forma equivalente, aos termos Externalidade Positiva e Serviço Ecossistêmico.

4.1.1. Serviços Analisados no Contexto da Geração de Energia Elétrica

Em função da importância relativa dos serviços ambientais afetados pela construção e operação das unidades de geração de energia elétrica e da disponibilidade de informações acerca de funções dose-resposta, foram selecionados os seguintes serviços:

Provisão

- Alimentos e Fibras.
- Genéticos e Bioquímicos.

Regulação

- Regulação do Clima.
- Regulação da Qualidade do Ar.

Serviços Culturais

- Valores estéticos, espirituais e religiosos.

A seguir, segue uma breve descrição de cada um dos serviços analisados²⁴:

Alimentos e Fibras

Os alimentos como serviços ambientais estão relacionados ao processo ecológico de conversão da energia solar em plantas e animais comestíveis. As fibras, por sua vez, dependem da conversão da energia solar em biomassa. A obtenção dos alimentos advém, em grande parte, de plantas cultivadas e animais domesticados, isto é, da agricultura, da pecuária e da aquicultura. São obtidos ainda a partir de fontes silvestres, como pesca, colheita de plantas silvestres e caça. São consideradas fibras os recursos bióticos renováveis, como madeira, fibras sólidas, látex, gomas, óleos, ceras, entre outros.

Recursos Genéticos e Bioquímicos

Informação genética e recursos bioquímicos que podem ser utilizados para melhoramentos em culturas animais e vegetais²⁵ ou que sirvam para produção de compostos químicos, como medicamentos e cosméticos. A diminuição de áreas naturais pode afetar a quantidade e qualidade desses recursos ou mesmo impedir a descoberta de novos genes ou compostos.

Regulação do Clima (Global)

Em escala global, os ecossistemas sequestram e emitem gases de efeito estufa. O balanço dessa função influencia a quantidade de calor retida na atmosfera terrestre, influenciando a temperatura da superfície e diversas outras manifestações climáticas.

Regulação da Qualidade do Ar

Os ecossistemas afetam, direta e indiretamente, a concentração de poluentes atmosféricos que podem influenciar negativamente a saúde humana, culturas vegetais e animais e danificar estruturas expostas a intempéries climáticas.

Estéticos e Culturais

A beleza e singularidade de cada elemento, biótico ou abiótico, dos ecossistemas são capazes de aumentar o bem estar da população, por sua contemplação ou simples existência. Esses valores estão associados a diversos elementos de nossa cultura, tais como religião, sentimento de território, compaixão e transcendência.

²⁴ Estas descrições tem como foco o escopo utilizado para a valoração dos serviços impactados pela expansão e operação do parque elétrico brasileiro. Para uma descrição mais detalhada, consulte a bibliografia indicada na seção anterior (COSTANZA *et al.*, 1997; DeGROOT, 2002; MEA, 2005; WALLACE, 2007).

²⁵ Utiliza-se neste trabalho o conceito de cultura animal e vegetal para representar todos os cinco reinos de seres vivos. Culturas de leveduras, por exemplo, para a fabricação de cervejas são incluídas dentro deste escopo.

4.2. VALORAÇÃO AMBIENTAL

A Valoração Ambiental tem como fim a representação em escala monetária dos valores associados a bens e serviços ambientais que não possuem preço de mercado. As metodologias utilizadas para essa valoração têm como base a premissa de maximização de utilidade dos agentes econômicos. A partir da observação do comportamento desses agentes, sejam produtores ou consumidores, é possível inferir os valores creditados àqueles bens e serviços.

A relação entre o meio ambiente e o bem-estar da população nele inserido se dá em diferentes níveis e formas. Com o intuito de esclarecer como esses benefícios podem ser estratificados e mensurados, serão apresentadas maneiras de dividi-los (**Taxonomia**) e correlacioná-los com elementos financeiros de mercado – reais ou hipotéticos – através de **Técnicas de Valoração**.

4.2.1. Taxonomia dos Valores

A variação na qualidade ou quantidade de um bem ou serviço ambiental, assim como qualquer outro bem ou serviço, pode afetar o bem estar dos indivíduos de uma população ao limitá-los em sua busca de satisfação pessoal, através do consumo e/ou devido à própria existência daquele recurso ambiental.

É comum na literatura especializada desagregar o seu valor econômico em *valor de uso* e *valor de não uso*. Os valores de uso podem ser ainda subdivididos em valores de uso direto (VUD); valor de uso indireto (VUI); e valor de opção (VO) (PEARCE & TURNER, 1990; FREEMAN, 2003).

O **valor de uso direto** (VUD) se refere ao benefício obtido a partir do consumo direto do recurso ambiental, como por exemplo, dessedentação pela água, alimentação por peixes ou a contemplação de uma paisagem natural. O uso de um serviço ambiental não está necessariamente associado ao seu consumo físico, como é o caso de valores de uso associados à atividade de avistamento de pássaros em um meio natural.

Os benefícios obtidos em consequência de funções ecossistêmicas associadas a recursos naturais são caracterizados como **valores de uso indireto** (VUI). A manutenção da saúde humana em função da qualidade ar é um exemplo de VUI. O custo social relacionado ao aumento da concentração de material particulado em centros urbanos reflete este valor. A relação entre a emissão de GEE e a Regulação climática ou entre a conservação de áreas estuarinas e a produção pesqueira, são outros exemplos de funções ecossistêmicas.

Os **VUD** e **VUI** de recursos naturais, assim como qualquer outro valor, estão associados a algum período no tempo. Dentro do horizonte considerado, um benefício que será obtido em $T = t + 1$ terá menos valor – presente – do que se esse mesmo benefício for recebido em $T = t$.

O **valor de opção** (VO) está associado ao benefício de se manter a possibilidade de uso futuro do recurso. Uma forma de representação do VO seria o montante em dinheiro que um agente econômico estaria disposto a pagar pela manutenção da oferta de um bem ou serviço ambiental no futuro, adicionalmente ao valor presente esperado dos benefícios associados ao seu uso, direto ou indireto.

4.2.2. Técnicas de Valoração

Todas as técnicas de valoração têm como ponto de partida a análise do comportamento de agentes econômicos face a bens e serviços ambientais, a fim de inferir a sua utilidade relativa àquela de outros transacionáveis, para os quais se conhece o valor de mercado. Desta forma é possível estimar a sua disposição a pagar (DAP) ou aceitar (DAA) por uma determinada variação, positiva ou negativa, na qualidade ou quantidade daqueles serviços (FREEMAN, 2003).

Uma das formas de se classificar essas técnicas é dividi-las em dois grupos:

- Por meio de Função de produção.
- Por meio de Função de demanda

Função de produção

A oferta de diversos bens e serviços transacionáveis, para os quais se pode atribuir preços, é influenciada, direta ou indiretamente, pela disponibilidade e qualidade do(s) serviço(s) ambiental(is) que se deseja valorar ou, mesmo, pode ser substituída pela oferta desses serviços. A seguir são listados os diferentes métodos baseados na técnica de Função de Produção.

Produtividade Marginal

Busca avaliar o SA como um fator de produção de um determinado bem ou serviço. A derivada parcial da variável SA em uma função de produção estimada para o bem ou serviço com valor de mercado, quando multiplicado pelo preço deste bem ou serviço, permite chegar ao valor unitário do SA.

Exemplo: Valoração da conversão de áreas de mangue em consequência do seu efeito sobre a atividade pesqueira. A partir de uma função de produção estimada, onde a área de mangue disponível determina a capacidade de crescimento do estoque pesqueiro (por servir como berçário), é possível calcular o efeito econômico de uma dada variação daquela área sobre o lucro da pesca (BARBIER, 2007).

Produção Sacrificada

Busca avaliar o SA como restrição a uma dada atividade. A determinação de uma função dose-resposta permite estimar a variação da oferta de determinado bem ou serviço transacionável em função de uma variação na quantidade ou qualidade do SA.

Exemplo: Valoração da conversão de áreas de mangue em consequência do seu efeito sobre produtos retirados diretamente da área a ser impactada. A partir da estimativa da

produção atual e dos custos, é calculado o lucro cessante associado àquela conversão (SATHIRATHAI & BARBIER, 2001).

Custo de Reposição e Gastos Defensivos²⁶

Busca avaliar o SA como um substituto a outros bens ou serviços transacionáveis.

Exemplo: Valoração do serviço de purificação da água provido pela bacia hidrográfica de Catskills/Delaware. Foi estimado que a substituição desse serviço ambiental por uma planta adicional de filtração para a captação de água em Nova Iorque custaria 6 USD Bilhões de investimento e mais 300 USD Milhões anuais em custeio (POSTEL, 2005).

Custos de Controle

Busca avaliar o SA como uma variável exógena. Representa o custo de evitar uma dada alteração na oferta do SA como representante do valor do serviço em si.

Exemplo: Valoração do serviço de purificação da água provido pela bacia hidrográfica de Catskills/Delaware. Foi estimado que o custo total dos incentivos necessários à manutenção deste serviço, incluindo compras de terras e subsídios aos proprietários de áreas críticas, totalizariam, em valores presentes, 1,5 USD Bilhões (POSTEL, 2005).

Função de demanda

Tem como base a parametrização do processo de tomada de decisão de um conjunto de agentes econômicos em um dado mercado, real ou hipotético. Ao se estimar a qualidade ou quantidade dos serviços ambientais como algum destes parâmetros, é possível inferir a sua preferência (revelada ou declarada) relativa a outros bens de consumo para os quais podemos observar um preço.

PREFERÊNCIA REVELADA: Procura inferir, por meios indiretos, como os SA são valorados pelos consumidores.

Custo de Viagem

Busca avaliar o SA como um bem complementar ao consumo de viagens. A análise dos diferentes custos totais de viagem revela a curva estimada da disposição a pagar de cada grupo de consumidores pelo SA oferecido pelo destino da viagem. Essa curva é obtida em função dos custos totais da viagem, descontado o custo real de deslocamento entre a origem e o destino e a taxa de visitação observada. Com essa curva é possível obter o excedente do consumidor relativo ao SA.

Exemplo: Valoração do serviço de recreação associado à visitação do Parque Nacional do Iguaçu (PNI). A partir de entrevistas com uma amostra de visitantes do parque, foi possível estimar, para cada grupo populacional (estratificação regional), qual seria o seu

²⁶ Alguns autores tratam de maneira separada “Custos de Reposição” e “Gastos Defensivos” (MOTTA, 2006). Por simplificação, eles serão tratados aqui como dois aspectos de um mesmo tipo de valoração.

custo de viagem e quanto iria variar a taxa de visitação do Parque em função da variação desse custo. Considerando a questão de destinos múltiplos, o SA de recreação promovido pelo PNI representa cerca de 30 USD Milhões (ORTIZ *et al.*, 2000).

Preços Hedônicos

Busca avaliar o SA como um atributo de um bem composto. O valor do serviço ambiental é associado ao parâmetro correspondente à respectiva variável explicativa na função estimada do preço do bem.

Exemplo: Valoração do conjunto de amenidades ambientais oferecidas por florestas urbanas em uma cidade na Finlândia. A partir da análise dos preços praticados em aluguéis de imóveis, foi possível realizar uma regressão múltipla, e estimar qual o preço implícito de variáveis explicativas associadas a atributos ambientais dos imóveis, tais como vista e proximidade de áreas florestadas (TYRVÄINEN, 2000).

PREFERÊNCIA DECLARADA: Procura inferir, por associação a situações hipotéticas, como os SA são valorados pelos consumidores.

Valoração Contingente

Busca avaliar o SA como um bem transacionável em um mercado hipotético. A partir da observação das respostas de uma amostra, o valor total do serviço pode ser extrapolado para a população.

Exemplo: Valoração da DAP da população de São Paulo para reduzir a o risco de morte associado com a qualidade do ar. A partir de um questionário aplicado a 283 respondentes estimou-se em até 6 USD Milhões o valor da vida estatística comprometida pelo aumento da emissão de poluentes atmosféricos (ORTIZ *et al.*, 2009).

Escolhas Experimentais

Avaliação do SA como componente de diferentes cestas de consumo em um exercício de escolhas hipotéticas. A preferência relativa do serviço ambiental aos outros componentes das cestas transacionáveis no mercado permite a valoração indireta dos SA.

Exemplo: Valoração da população de caribus migratórios em Alberta, Canadá. A partir da resposta de 355 residentes de Edmonton, que tiveram que escolher entre o cenário atual e cenários alternativos²⁷ (onde variavam: a população de caribus; a área total protegida; restrições à recreação; vagas de emprego; e taxas), estimou-se que as ações necessárias ao aumento de 400 para 600 na população de caribus iriam gerar um aumento de bem estar aos habitantes da província (ADAMOWICZ, 1998).

²⁷ Foram apresentados 8 conjuntos de cenários para cada respondente.

Em todas as técnicas de valoração consideradas, é necessário manter atenção com relação ao significado e significância da utilização dos valores obtidos. Em especial:

- As metodologias apresentadas, em geral, tem como premissa a variação marginal na oferta do Serviço Ambiental em questão. Grandes alterações em sua quantidade ou qualidade ofertada afetariam os preços de equilíbrio dos bens utilizados como referência (direta ou indireta) na valoração;
- O modelo teórico utilizado pode alterar significativamente o resultado obtido e deve ser o mais adequado à situação a ser valorada. A consideração de uma população de dinâmica de recursos pesqueiros no estudo de BARBIER (2007) ou a inclusão de destinos múltiplos em uma análise de custos de viagem na pesquisa de ORTIZ *et al.*(2000) são exemplos de como uma mesma metodologia, com os mesmo dados, podem resultar em valores diferentes; e
- A característica de não rivalidade²⁸ de parte dos serviços ambientais considerados permite que diferentes conjuntos de pessoas sejam considerados como escopo de valoração para um mesmo SA. Por exemplo, os resultados obtidos por ORTIZ *et al.*(2009) poderiam ser utilizados para subsidiar políticas municipais na cidade de São Paulo, mas deveriam ser adaptados se o objetivo fosse influenciar medidas em nível estadual, que também é influenciada pela alteração no serviço de regulação da qualidade do ar provocada pela emissão de poluentes na capital do estado.

4.2.3. Outras técnicas

Transferência de Benefício

A Transferência de Benefício se refere à adaptação de valores monetários obtidos em estudos de valoração ambiental fora de seu contexto original. Deve contemplar a diferença entre as características que definiram aquele valor e o contexto onde será empregado. Essas diferenças podem estar associadas, por exemplo, à preferência relativa das duas populações alvo, às curvas observadas de demanda por bens — complementares ou substitutos —, ou aos preços praticados no mercado.

Metanálise

A Metanálise em Valoração Ambiental consiste na compilação de valores monetários de diferentes estudos acerca de um mesmo serviço ambiental. É uma das formas utilizadas para se avaliar a sensibilidade dos resultados de valoração em função de diversas variáveis, tais como método, nacionalidade ou ano.

²⁸ Um bem não rival é aquele em que seu consumo por um indivíduo não reduz a quantidade disponível para o restante da população (SAMUELSON, 1954).

5. PARAMETRIZAÇÃO DOS VALORES DE EXTERNALIDADES

A seguir serão apresentadas as etapas de seleção de escopo, referências utilizadas, adaptação de valores e parametrização em função de variáveis por tipo de geração.

5.1. HIDRELÉTRICAS²⁹

A geração hídrica se baseia na transformação de energia mecânica (potencial e cinética) da água em energia elétrica. Para este fim, as principais estruturas de uma usina hidrelétrica são: barragens, sistema de captação e adução de água, casa de força e comportas. A interrupção do curso do rio por barragens forma, na maioria dos casos, um lago artificial conhecido como reservatório. A função deste barramento é armazenar a água e, quando não existe um desnível favorável, elevar o nível da água a montante, garantindo a diferença de energia potencial (TOLMASQUIM, 2005). A Figura 9 apresenta de maneira esquemática a configuração geral de uma UHE.

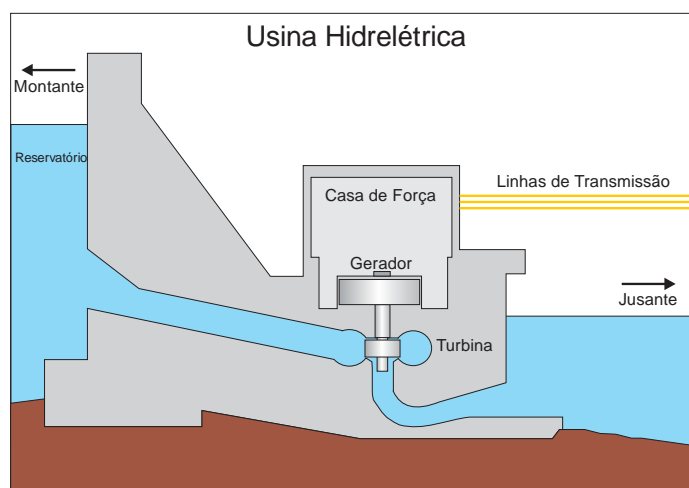


Figura 9: Esquema simplificado de uma Usina Hidrelétrica, mostrando os seus principais componentes. Montante e Jusante referem-se às regiões do rio [Elaboração própria].

Apesar de todas as ações de mitigação previstas no licenciamento ambiental, a construção e operação de Aproveitamentos Hidroelétricos (AHE) ainda gera diversas consequências negativas³⁰ para o meio em seu entorno e para as regiões a montante e a jusante do ponto de barramento. A maior parte desses impactos variam em função do local do empreendimento e da tecnologia empregada. Ou seja, são consequências das características do rio, do solo, clima, fitofisionomia, características socioeconômicas do entorno e do tamanho do reservatório, em área e volume.

²⁹ Parte do conteúdo apresentado nessa seção está descrito no Projeto de Graduação, do curso de Engenharia Ambiental, de ROZA, 2012.

³⁰ A construção de hidroelétricas também gera impactos positivos, porém, por simplificação, aqui serão considerados apenas os negativos. SOUSA, 2000 e TOLMASQUIM *et al.*, 2001 fazem uma discussão mais ampla sobre o assunto.

O Serviços Ambientais selecionados³¹ para a avaliação de custo e parametrização de valores com o intuito de prever as externalidades de AHE, foram:

Provisão

- Alimentos e Fibras.
- Genéticos e Bioquímicos.

Regulação

- Regulação do Clima.

Serviços Culturais

- Valores estéticos, espirituais e religiosos.

As variáveis explicativas selecionadas para parametrizar as funções de valoração foram: Área de vegetação inundada, em hectares; e Área total inundada, em km².

5.1.1. Parametrização de Alimentos e Fibras

A avaliação dos valores associados a este serviço normalmente está associada a uma pesquisa sobre a quantidade de produtos que são produzidos em uma determinada área típica. Uma vez que a maior parte destes é transacionável, a valoração utiliza os dados de preços de mercado ou preços de substitutos na estimativa da Produção Sacrificada. Aqui, foi utilizado um valor de referência para cada bioma brasileiro³².

Amazônia

Ainda que a maior parte das áreas de floresta amazônica no país se mantenha intacta, existe uma constante pressão da atividade agropecuária sobre a modificação do uso dessas terras (TRITSCH & TOURNEAU, 2016). A conversão dessas áreas em pastagens tem efeito similar ao que acontece em processos de inundação causados pela construção de barragens, ou seja, gera prejuízos para o país em função da perda de benefícios econômicos que poderiam ser explorados. TORRAS (2000) analisou uma série de estudos que contabilizaram os valores associados aos serviços provisionados por áreas florestadas. A Tabela 2 a seguir apresenta alguns desses estudos sobre o serviço de Alimentos e Fibras.

³¹ O serviços associados à regulação de sedimentos, importante para o setor, não foi considerado em função da baixa disponibilidade de dados acerca de custos observados e funções dose-resposta para a construção de barragens.

³² Além dos alimentos e fibras provenientes de áreas naturais, que serão alagadas, a construção de UHE pode afetar a produção pesqueira das regiões a montante e jusante do rio por interromper o fluxo migratório de espécies que se reproduzem em zonas mais altas. Estas informações podem complementar a análise aqui apresentada.

Tabela 2: Valores (correntes) de referência para o serviço de Alimentos e Fibras na Amazônia (Fonte: adaptado de TORRAS, 2000).

Serviço	Referência	USD/ha.ano
Alimentos	Peters <i>et al.</i> (1989)	400
	Grimes <i>et al.</i> (1994)	46
	Anderson <i>et al.</i> (1991)	59
	Pinedo-Vasques <i>et al.</i> (1992)	20
Fibras	Peters <i>et al.</i> (1989)	22
	Grimes <i>et al.</i> (1994)	61
	Godoy <i>et al.</i> (1993)	116
	Chopra (1993)	98

Esses estudos têm foco em regiões da Amazônia Peruana, Equatoriana e Brasileira, e ainda em áreas correlatas fora do bioma. Foram avaliadas as produções de diversos gêneros alimentícios de espécies florestais, incluindo açaí, babaçu, patauá e buriti. As matérias primas (Fibras) consideradas incluem látex e resinas de almécegas. Todos os valores apresentados, em US\$/ha.ano, são líquidos, ou seja, já são descontados dos custos de produção anualizados.

Outras bases de dados de estudos de valoração direta mais recentes (VAN der PLOEG *et al.*, 2010), quando avaliadas dentro do escopo aqui proposto (Serviços de Alimentos e Fibras, em florestas tropicais densas da América do Sul), não diferem significativamente dos valores aqui apresentados. A mediana dos valores compilados nesse estudo, considerando os filtros de interesse aqui apresentados, é igual a 75 US\$/ha.ano.

Desconsiderando o maior (PETERS *et al.*, 1989) e o menor valor (PINEDO-VASQUES *et al.*, 1992), tem-se uma média de 95 US\$/ha.ano.

Mata Atlântica

Em função da similaridade com o bioma Amazônia (ambos são dominados por florestas tropicais ombrófilas densas) e considerando a grande quantidade de estudos relativos a este último, optou-se por utilizar o mesmo valor de referência para os serviços de Alimentos e Fibras. A proximidade com centros urbanos, característica mais presente no bioma Mata Atlântica, tende a possibilitar maiores valores de venda (em função de menor custo logístico total), porém a mão de obra utilizada está sujeita a um maior custo de oportunidade, aumentando o custo de produção. Essas diferenças podem ser exploradas em estudos futuros específicos sobre este tema.

Cerrado

Diferentemente da Mata Atlântica e da Amazônia, as condições edafoclimáticas do Cerrado impõem a este, em seu estado natural, uma menor produtividade primária

média. Desta forma, foram considerados dois estudos específicos para o serviço de Alimentos e Fibras neste bioma: SARAIVA & SAWYER (2007) e OLIVEIRA (2009).

O primeiro estudo analisou a produtividade e o rendimento do buriti para realização de artesanato em comunidades tradicionais nos lençóis maranhenses, cuja região faz parte do bioma Cerrado (MMA, 2006 *apud* SARAIVA & SAWYER, 2007). É importante destacar que o extrativismo de produtos florestais não madeireiros é uma das principais fontes de renda para população local e o artesanato do buriti é praticado em todos os povoados, conforme diagnóstico realizado pela ONG Pivot MA, em 2006, em um dos municípios da região. SARAIVA & SAWYER (2007) calcularam que a área de floresta de buritizais renderia para as populações extrativistas aproximadamente R\$174,19/ha.ano.

No segundo estudo, com enfoque no Norte de Minas Gerais, Oliveira (2009) avaliou os efeitos do extrativismo sobre as espécies exploradas, considerando aspectos ecológicos, sociais e econômicos dos produtos florestais não madeireiros estudados. O pequi, em particular, é uma árvore de ampla distribuição pelo bioma do Cerrado, e representa um recurso alimentar importante, pois é fonte para produção de óleo de pequi comercializável. Foi estimado o rendimento médio, no ano analisado, de R\$ 26,40 por hectare, a partir do cálculo de potencial de extrativismo sustentável (coleta limitada), considerando densidade natural de plantas nas áreas de coleta e dados de comercialização do óleo de pequi.

Pantanal

Os valores de referência relativos ao serviço de Alimentos e fibras no Pantanal tem como base o trabalho de SEIDL & MORAES (2000), no qual foram revisados os valores apresentados em COSTANZA *et al.* (1997), considerando as especificidades do bioma e novos dados coletados em campo. De acordo com os autores, esse serviço corresponde a 128 US\$(1994) por hectare por ano, um pouco mais de 20% do total prestado por todos os serviços ambientais (5.839 US\$ por hectare ano). Uma vez que esses valores são apresentados livres de custo, foi estimada uma redução de 50%³³ em função dos custos associados às atividades de manejo e transporte.

Pampa

Em função da pressão antrópica, consequente da criação extensiva de gado e, em décadas mais recentes, da ampliação da área produtora de grãos, especialmente de soja, a maior parte das formações florestais da Região Sul foram dizimadas (IBGE, 2012).

O Pampa é o bioma brasileiro que mais se assemelha ao Campo, típico de regiões temperadas no hemisfério norte. Por este motivo, foram utilizadas duas referências disponíveis sobre os serviços de provisão de Alimentos e Fibras por áreas naturais neste bioma.

³³ Em Peters (1989) esses custos variam de 40% a 60%.

Os valores utilizados por COSTANZA (1997), 57 US\$/ha.ano, que tem como base áreas naturais nos Estados Unidos não são muito diferentes dos apresentados por RUIJGROK (2006, *apud* BRAAT *et al.*, 2010), 27 EUR/ha.ano (aproximadamente 34 US\$/ha.ano), que utilizou uma região preservada na Holanda como base de estudo.

Neste trabalho foi considerada a média simples entre esses dois valores, utilizando o PIB per capita, normalizado pela Paridade do Poder de Compra (PPC) das regiões de cada estudo, para ajustar o valor do benefício ao caso brasileiro.

Caatinga

Foram encontrados poucos estudos referentes à produtividade de áreas naturais da Caatinga. Algumas referências abordam o aproveitamento econômico de extratos vegetais para a produção de medicamentos e fitoterápicos (ALBUQUERQUE *et al.*, 2007), tratados aqui dentro do escopo do serviço de Recursos Genéticos e Bioquímicos, mas não apresentam valores para Alimentos e Fibras. Desta forma, considerando o compartilhamento de espécies com os biomas Mata Atlântica e Amazônia, os valores de referência para a Caatinga foram linearmente interpolados³⁴ em função dos números relativos ao estoque total de carbono em estágio clímax, representando indiretamente uma produtividade primária média. De acordo com o MCT (2006), uma área típica da Caatinga possui uma densidade de carbono de 56,1 tC/ha, que representa 42% da densidade média de um hectare da Amazônia, 132,3 tC/ha.

A Tabela 3 abaixo apresenta os valores utilizados como parâmetros finais da função de valoração aplicada neste trabalho para o serviço de Alimentos e Fibras, impactados pela construção de AHE.

Tabela 3: Parâmetros de referência, por bioma, para a valoração do serviço de Alimentos e Fibras. Todos os valores foram corrigidos pela inflação para US\$2005.

Bioma	Dólares (2005) por hectare ano
Amazônia	\$ 107,72
Mata-Atlântica	\$ 107,72
Cerrado	\$ 52,02
Pantanal	\$ 84,31
Caatinga	\$ 45,24
Pampa	\$ 33,36

³⁴ Ou, em outras palavras, uma “regra de três simples”.

Vale ressaltar que todos os biomas brasileiros apresentam uma grande diversidade de formações fitofisionômicas. A provisão dos serviços de Alimentos e Fibras, por exemplo, em regiões de campos de altitude abrangidos pela Mata Atlântica será qualitativamente e quantitativamente diferente do que o provisionado por florestas ombrófilas, normalmente utilizadas para generalizar este bioma. O mesmo é válido para regiões de Cerradão e Savana Metalófila Amazônica, que em muito diferem das qualidades produtivas da fitofisionomia predominante nos respectivos biomas, Cerrado e Amazônia. Um maior detalhamento das especificidades de PFM em cada fitofisionomia de cada bioma, embora possa tornar a análise aqui apresentada mais precisa, foge ao escopo do presente trabalho.

5.1.2. Parametrização de Regulação do Clima

Foram consideradas duas fontes de emissão líquida de GEE, uma parcela referente à alteração do uso da terra (incluindo a emissão direta por remoção da vegetação e o sequestro evitado) e outra parcela referente à emissão de gás metano em função da decomposição anaeróbica em reservatórios.

Para a primeira parcela, foram considerados os fatores médios de emissão líquida apresentados no Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa (MCT, 2006) e, para os Biomas Amazônia e Cerrado, no Decreto nº 7.390 (BRASIL, 2010), o qual institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima (PNMC).

Além da emissão direta resultante da diferença entre o estoque inicial e o final, foi considerada a emissão indireta associada à alteração do fluxo carbono, resultante da interrupção do balanço positivo de sequestro de carbono realizado pela vegetação suprimida. Resultados obtidos em um estudo realizado pelo Instituto de Pesquisas da Amazônia, estima que a fixação de carbono de uma parcela da floresta amazônica, em estágio clímax, é de 0,77 tC/ha.ano (SILVA, 2007). Para os outros biomas, foi realizada uma interpolação linear em função dos fatores de emissão líquida. A consolidação desses dados é apresentada na Tabela 4 abaixo.

Tabela 4: Emissões médias líquidas por bioma. (Baseado em: MCT, 2006; Brasil, 2010; Silva, 2007)

Biomas	Fator de Emissão (tC/ha)	Sequestro Evitado (tC/ha.ano)
Amazônia	132,30	0,77
Mata Atlântica	123,60	0,72
Cerrado	56,10	0,33
Pantanal	63,00	0,37
Caatinga	24,90	0,14
Pampa	24,90	0,14

A estimativa de emissão de gás metano por reservatórios de AHE é motivo de divergência na literatura científica (ROSA *et al.*, 2006; FEARNSSIDE, 2006). No presente trabalho, optou-se por utilizar os dados oficiais do governo brasileiro

publicados no Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa (MCT, 2006). Foi escolhido como parâmetro a mediana dos índices de emissão das nove usinas reportadas, 51,1 kgCH₄/km².dia. Transformando esse valor para toneladas de carbono anuais³⁵, chegou-se a 105,83 tC/km².ano. Neste caso, a única variável explicativa para a estimativa da parcela de emissão por decomposição anaeróbica é a área total do reservatório, em quilômetros quadrados.

Preço do Carbono

O preço, ou custo, do carbono no longo prazo apresenta grande variabilidade nas estimativas realizadas. Um dos estudos mais conhecidos sobre o tema (STERN *et al.*, 2006), apresenta que o custo marginal do dano da emissão de uma tonelada de CO₂, para a sociedade mundial no cenário de referência, é da ordem de 85 US\$/tCO₂. Neste mesmo estudo, considerando um cenário alternativo de estabilização da concentração de CO₂ entre 450 e 550 ppm na atmosfera, o custo marginal cai para cerca de um terço daquele valor, ficando entre 25 e 30 US\$/tCO₂.

Atualmente, cerca de 40 países (e mais de 20 cidades, estados e regiões) possuem instrumentos de precificação de carbono, incluindo sete das dez maiores economias do mundo (BANCO MUNDIAL, 2016). Os valores aplicados variam de menos do que 1 US\$/tCO₂e, na Polônia, até 137 US\$/tCO₂e, na Suécia.

Pelas características da economia e geografia brasileiras, com diversas oportunidades para redução de emissão — em especial por redução de desmatamento, que se traduz em uma estimativa de custo de oportunidade marginal entre 1 e 2 US\$/tCO₂e (GREGGAN, 2006 *apud* STERN, 2006) —, optou-se por utilizar um custo fixo no longo prazo de 15,00 US\$/tCO₂e, significativamente menor do que a média projetada global.

5.1.3. Parametrização de Recursos Genéticos e Bioquímicos

Existem acordos, geralmente entre indústrias e governos, onde são pagas quantias em dinheiro para o direito de explorar os Recursos Genéticos e Bioquímicos de determinada região. Um dos casos mais conhecidos é o acordo Merck-INBio, em 1991 na Costa Rica, onde a empresa farmacêutica acordou em pagar um milhão para conservação ambiental no país³⁶, além de possíveis royalties de descobertas, em troca do direito de desenvolver produtos a partir de amostras da biodiversidade local (DEDEURWAERDERE, 2005). Porém, esses acordos são específicos para cada local e faltam análises posteriores que validem a representatividade dos valores desses contratos.

³⁵ Para esta conversão, foi considerado a relação de potencial de aquecimento global (GWP, na sigla em inglês para *Global Warming Potencial*) reportado no segundo relatório do IPCC (1995). Uma tonelada de CH₄ equivale a 21 toneladas de CO₂. Para a conversão de toneladas de CO₂ para toneladas de C, utiliza-se a relação mássica de 12/44.

³⁶ Destes, 10% seriam repassados para o governo exercer ações de conservação da biodiversidade e o restante seria aplicado pelo INBio, organização particular sem fins lucrativos, em preservação ambiental.

Devido aos altos custos de bioprospecção e aos valores envolvidos em casos de sucesso no desenvolvimento de novos produtos, as estimativas *a priori* de valores monetários para representar estes recursos são pouco confiáveis. Em lugares extremamente biodiversos, as cifras variam de 1,23 a 9.177 US\$/ha (COSTELLO & WARD, 2006). Entretanto, na maior parte dos locais passíveis de prospecção, estes valores não são maiores do que zero, ou seja, o valor presente líquido esperado do investimento na bioprospecção, considerando a probabilidade de sucesso e os custos associados, é negativo.

Outra forma de valoração desses recursos seria através da utilização da metodologia de Valoração Contingente objetivando a Biodiversidade. Contudo, este método utilizado para este fim apresenta sobreposição com valores que a sociedade atribui a uma relação cultural com o meio natural. De fato, podemos observar diversas situações nas quais onde esses dois aspectos estão relacionados entre si. A manutenção de variedades selvagens de milho, o uso de remédios em comunidades tradicionais ou o consumo de substâncias enteógenas por grupos espirituais e religiosos são exemplos de uso de Recursos Genéticos e Bioquímicos intimamente relacionados a valores Estéticos, Culturais e Religiosos.

Desta forma, esses dois SA serão tratados de maneira conjunta, dentro do escopo do segundo, utilizando a metodologia de transferência de benefício com base em estudos de valoração para a Biodiversidade.

5.1.4. Parametrização de Estéticos, Culturais e Religiosos

De acordo com a definição da Convenção da Diversidade Biológica (1992), a “Biodiversidade é a variabilidade entre organismos vivos de todas as fontes incluindo, entre outros, terrestres, marinhos, outros ecossistemas aquáticos e os complexos ecológicos a que fazem parte.” Porém, grande parte da literatura disponível sobre a sua valoração econômica analisa o valor dos recursos biológicos, ou seja, possui ligação fraca com o valor da diversidade ou variedade (PEARCE & TURNER, 1990). A partir da análise dos aspectos e metodologias utilizados em diferentes estudos de valoração da biodiversidade, é possível concluir que o método mais indicado é o da Valoração Contingente, uma vez que os outros têm limitações quanto à consideração de todos os benefícios da diversidade biológica (NUNES & VAN DEN BERGH, 2001).

Dentre os estudos de valoração pesquisados, foram selecionados os que tinham como escopo o conjunto total de espécies de uma dada região. A Tabela 5 abaixo apresenta esses valores para pesquisas de Valoração Contingente realizadas na Austrália, Alemanha e Estados Unidos (NUNES & VAN DEN BERGH, 2001).

Tabela 5: Disposição a pagar, em valores correntes por domicílio, estimada em estudos de Valoração Contingente para conjuntos de espécies. (Baseado em NUNES & VAN DEN BERGH, 2001)

País	Referência	DAP (por domicílio por ano)	Moeda
Alemanha	Hampicke et al. (1991) - max.	250	Marcos
	Hampicke et al. (1991) - min.	140	
Austrália	Jakobsson & Dragun (1996)	118	AU\$
Estados Unidos	Hageman (1995) - max.	23,95	US\$
	Hageman (1995) - min.	17,73	

Ao fazer a função de transferência de benefício, de cada uma das localidades, para o caso brasileiro, o valor médio para esta disposição a pagar é de 44,45 US\$(2005)/domicílio.ano. Considerando o número de domicílios no país, 57.324.185 (IBGE, 2011), o valor total da disposição a pagar pela manutenção desses serviços seria de 2,5 bilhões de dólares por ano.

Tendo como premissa que este valor não é uniformemente distribuído entre o total de área natural remanescente, foi realizada uma ponderação por importância para a manutenção da biodiversidade para cada um dos biomas. O valor da nota para todo o conjunto de espécies de cada bioma levou em consideração a riqueza e o grau de endemismo para diversos grupos taxonômicos (MMA, 2002). Esse total foi dividido pela área remanescente de cada bioma, resultando em um valor específico, por hectare, que incorpora o grau de ameaça dessas regiões. A Tabela 6 apresenta os valores finais considerados na parametrização dos impactos de UHE.

Tabela 6: Parâmetros de referência, por bioma, para a valoração dos serviços Recursos Genéticos e Bioquímicos e Valores Estéticos, Culturais e Religiosos.

Biomass	Nota	Valor Total (US\$ 2005)	Área Remanescente (ha)	US\$(2005) por hectare por ano
Amazônia	1,00	566.235.561	344.228.767	1,64
Mata Atlântica	1,00	566.235.561	30.448.653	18,60
Cerrado	1,00	566.235.561	118.157.887	4,79
Pantanal	0,75	424.676.671	15.279.336	27,79
Caatinga	0,50	283.117.780	25.967.884	10,90
Pampa	0,25	141.558.890	10.085.015	14,04

A consideração de outras camadas de informações para uma melhor definição da nota e valores considerados por hectare poderá aprimorar a análise aqui apresentada. Por exemplo, existem dados de endemismo e grau de ameaça ecossistêmica em escala municipal que trariam um resultado mais consistente.

Esta metodologia é limitada em função da arbitrariedade de definição das notas de cada bioma e do grau de incerteza associado à metodologia de Preferência Declarada. Esses valores, contudo, não se sobrepõem aos outros serviços valorados nesse trabalho. A soma dessas três parcelas (Alimentos e Fibras, Regulação Climática e a junção de Recursos Genéticos e Bioquímicos com Estéticos, Culturais e Religiosos) não se caracteriza, portanto, como dupla contagem.

5.1.5. Parametrização de outros serviços não valorados

Os serviços de Controle de Doenças e Retenção de Sedimentos são também significativamente afetados pela construção de hidrelétricas (Tolmasquim *et al.*, 2001). Contudo, eles não foram considerados na presente análise.

Os ambientes lânticos criados pela construção de barragens podem representar aquíários ideais para a reprodução e crescimento rápido de determinados vetores de doenças. Porém, esta relação causal não é comprovadamente observada. Um estudo em regiões afetadas pela criação do reservatório de Porto Primavera — UHE na divisa dos estados de São Paulo e Mato Grosso — não foi capaz de detectar um aumento de incidência de doenças na proximidade no lago (GOMES *et al.*, 2010). Desta forma, não foi possível refutar a hipótese nula de que não existe relação entre a construção de barragens e a alteração do serviço de Controle de Doenças.

O desmatamento no entorno do reservatório e a inundação de áreas em função da construção de barramentos nos rios, aliados a processos naturais, aceleram a erosão do solo (ELETROBRÁS, 2002). As próprias concessionárias de AHE são, possivelmente, um dos agentes econômicos mais afetados por essa alteração no serviço de Retenção de Sedimentos. O aumento da sedimentação implica na redução da capacidade de estocagem de água do reservatório³⁷. A operação de UHE, portanto, incorre em custos com a prevenção e controle do assoreamento (ROZA, 2012). Desta forma, é de se esperar que a estimativa de custos financeiros para a construção e operação de hidrelétricas já incluam estes valores, e considerá-los no cálculo de externalidade configuraria como dupla contagem.

Outra metodologia aplicável para determinação do valor da soma dos serviços ambientais de florestas suprimidas seria a partir da estimativa do Custo de Reposição da área afetada. Uma revisão dos valores disponíveis na literatura especializada pode ser encontrada em DREYER (2013). Os valores de investimento inicial variam de cerca de

³⁷ A atividade pesqueira também pode ser afetada negativamente por essa alteração. Contudo, por não serem considerados aqui os outros impactos positivos da criação de reservatórios para esta atividade e outros setores produtivos, como a agricultura, este impacto também foi desconsiderado.

3 mil até mais de 30 mil R\$/ha (além de custos de manutenção ao longo de 20 anos). Contudo, este método não foi selecionado por não garantir que um hectare recuperado apresente todos os serviços oferecidos pelas áreas vegetadas existentes.

Todos os valores aqui apresentados representam uma estimativa para uma variação marginal na provisão desses serviços. Qualquer alteração mais significativa na disponibilidade desses tende a modificar a disposição da população a aceitar uma privação ainda maior.

5.2. TERMELÉTRICAS

A geração termelétrica se baseia na conversão de energia térmica em energia mecânica e desta em energia elétrica. Isso pode se dar pela combustão de combustíveis fósseis, aproveitando a energia química de suas moléculas, ou pela fissão nuclear dos combustíveis radioativos, que transforma matéria em energia³⁸. Os impactos mais significativos deste tipo de geração são causados durante a fase de operação e são consequentes das emissões atmosféricas, dos efluentes líquidos, sólidos (em especial nas térmicas a carvão) e do de água (MEDEIROS, 2003). A Figura 10 mostra um esquema simplificado das principais ações impactantes das usinas termoeletricas.

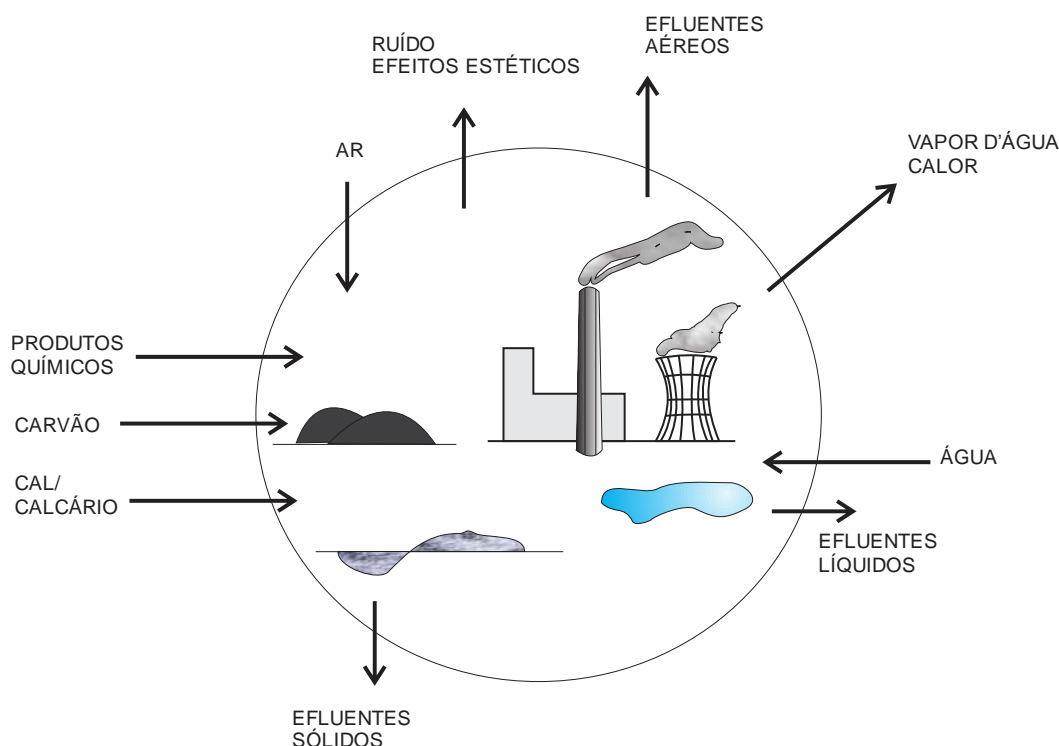


Figura 10: Fatores de impactos ambientais de Usinas Termoeletricas (Adaptado de ROSA & SCHECHTMAN, 1996).

³⁸ Os impactos ambientais associados com a geração termonuclear não serão aqui avaliados. A decisão de construção de usinas deste tipo envolvem questões políticas que fogem ao escopo deste trabalho. Ainda, a valoração do impacto ambiental de usinas nucleares, em especial quanto ao custo de monitoramento de resíduos no longo prazo, apresenta uma alta variação em sua estimativa.

As relações de uma UTE com o ambiente são mais evidentes do que no caso de uma UHE. As trocas que aquela faz com o meio podem ser mais facilmente identificadas. Contudo, a mensuração dos impactos possui diversas complicações. Os modelos de dispersão da pluma de poluentes e a criação de funções dose-resposta apresentam diversas incertezas. Além disso, por se tratarem de eventos probabilísticos, esses impactos tendem a ser menos percebidos pela população do que aqueles provenientes de hidrelétricas. A maior probabilidade de ocorrência de casos de doenças e mortes é mais dificilmente associado a presença de uma UTE do que os impactos advindos da interrupção de um rio para a construção de uma UHE.

O Serviços Ambientais selecionados para a avaliação de custo e parametrização de valores com o intuito de prever as externalidades de UTE, foram:

Regulação

- Regulação do Clima.
- Regulação da Qualidade do Ar

As parametrizações a seguir têm como base as emissões atmosféricas de:

- PM10;
- CO₂;
- CH₄;
- NO_x;
- SO_x.

5.2.1. Parametrização de Regulação do Clima

Para a parametrização deste serviço foi utilizada a soma da conversão direta das taxas de emissão de CO₂ e CH₄ em CO₂e, e multiplicado pelo valor anteriormente assinalado (Seção 5.1) para o preço do carbono considerado, 15,00 US\$/tCO₂e.

Para plantas de geração térmica a partir de combustíveis derivados da Cana e de Resíduos Sólidos Urbanos (RSU) foi considerado um balanço neutro de carbono.

5.2.2. Parametrização de Qualidade do Ar

Para a estimativa do alcance da pluma de poluentes e dos efeitos causados na saúde da população foi utilizado um conjunto de modelos, desenvolvido no âmbito do projeto ExternE para a Europa, que avalia de maneira integrada os impactos provenientes de emissões atmosféricas de fontes estacionárias, denominado de RiskPoll (RABL & SPADARO, 2004).

O Riskpoll utiliza dados de entrada sobre as características da fonte emissora (carga de poluentes anual), da região em que esta está inserida (localização geográfica, densidade populacional regional, densidade populacional local, distância de cidades, renda per capita média, velocidade média dos ventos e temperatura). O algoritmo do modelo

utiliza uma pluma gaussiana para prever as mudanças na qualidade do ar (SPADARO, 2004).

A função de dano escolhida foi a associada à perda de dias de trabalho em função do aumento da concentração de PM10 na atmosfera. Os parâmetros de referência utilizados para esta função tem como base o trabalho de OSTRO (1987; 1994). O coeficiente de variação do número de casos dias perdidos por variação da concentração de PM10 na atmosfera foi de 0,575 [dias]/(ano.pessoa.µg/m³).

Para definir os parâmetros de valoração para as diferentes regiões onde a planta de geração pode estar inserida, foram estipuladas duas localidades típicas para cada subsistema do SIN, uma na área rural e outra perto de grandes centros urbanos. Os dados populacionais foram obtidos a partir da base do IBGE (2011) e as informações de renda, necessárias para o cálculo do custo associado aos dias de trabalho perdidos, foram obtidas em IPEA (2014). A Tabela 7 abaixo apresenta os dados considerados e custo final da emissão, em US\$/kg de PM10.

Tabela 7: Custos unitários de emissão de PM10, por tipologia de localização de termelétricas no Brasil, para dias de trabalho perdidos.

Subsistema da UTE	Localidade	Densidade Populacional (hab./km²)		Custo ambiental (US\$ 2005/kg)
		Regional	Local	
SE/CO	Urbana	366,02	5348,10	5,4
	Rural	366,02	366,02	1,6
Sul	Urbana	52,38	4016,16	8,2
	Rural	52,38	52,38	0,2
Nordeste	Urbana	66,74	3436,29	2,5
	Rural	66,74	66,74	0,1
Norte	Urbana	6,08	1307,17	1,1
	Rural	6,08	6,08	0,0

Elaboração própria (Baseado em resultados obtidos pelo modelo Riskpoll utilizando dados populacionais, IBGE, 2011; Dados econômicos, IPEA, 2014).

Uma vez que as funções de dano a saúde associadas às alterações das concentrações de SOx e NOx possuem menor aderência estatística (BICKEL & FRIEDRICH, 2005) optou-se por utilizar a metodologia de Custo de Controle. Desta forma, o parâmetro para definir a externalidade associada a uma emissão adicional desses poluentes foi obtido a partir do limite inferior do custo marginal de abatimento para a indústria considerado para a Europa (NIKOPOULOU *et al.*, 2013), 960 e 900 Euros/t para, respectivamente, SOx e NOx.

5.3. EÓLICA E SOLAR

Ainda que existam estudos referentes aos impactos causados por parque de geração solar e, principalmente, eólica, as externalidades associadas a estas fontes serão consideradas como nula. Diversos estudos sobre a inserção de custos ambientais no planejamento da expansão calculam que as externalidades associadas a estas fontes representam apenas um fração do custo das fontes convencionais (ROTH & AMBS, 2004; RAFAJ & KYPREOS, 2007).

É esperado que os principais custos ambientais associados à geração eólica já estejam incorporados à estimativa de investimentos financeiros e, portanto, deixam de ser uma externalidade.

5.4. LINHAS DE TRANSMISSÃO

Os principais parâmetros que definem a magnitude dos custos ambientais causados por uma linha de transmissão estão associados, principalmente à sua extensão; capacidade de transmissão; tensão elétrica; e ao seu traçado (CARVALHO, 2005). Com exceção do último, todos são fatores que definem os custos financeiros de construção e operação das LTs.

Uma alternativa para a parametrização dos valores dos impactos associados à transmissão de energia elétrica seria a contabilização de todos os serviços ambientais providos pela vegetação contida em sua faixa de domínio. Contudo, a manutenção do sub bosque (vegetação com baixa altitude) em faixas de passagem pode minimizar o efeito de borda, ocasionado pela exposição de áreas internas da floresta à intempéries climáticas, podendo ter diferentes consequências sobre às áreas remanescentes, incluindo o aumento da produtividade e diversidade destas (REZNIK *et al.*, 2012).

Por estes motivos, optou-se por utilizar uma fração do orçamento total da obra como parâmetro para calcular o custo ambiental de construção de Linhas de Transmissão. Um estudo realizado por REIS *et. al.* (2005), que estimou a externalidade de LTs, apresenta uma variação entre 1,87% e 3,14% do total de dispêndios. Desta forma, neste trabalho será utilizado um valor fixo de 2% da soma total de investimentos.

6. CENÁRIO DE PLANEJAMENTO

O MAPE foi aplicado ao caso brasileiro do SIN, tendo como base o ano de 2012. Neste capítulo serão apresentadas todas as premissas e dados de entrada utilizados para compor os modelos de otimização do setor elétrico.

Além de valores fixos, tais como custos de combustíveis e perdas na transmissão de carga entre subsistemas, estimados a partir da análise do histórico documentado e de projeções para o futuro, o modelo considera algumas variáveis para as quais não é recomendável a utilização de um equivalente certo para o planejamento em longo prazo (GORENSTIN, 1993), como explicado em 3.2. São essas: energia natural afluyente, demanda energética e externalidades. Enquanto as duas primeiras são tratadas endogenamente ao modelo, a incerteza com relação às externalidades causadas pela ampliação e operação do parque elétrico serão exploradas através de análise de cenários.

6.1. PARQUE GERADOR

Ao fim de 2012 foi considerado que o SIN possuía, distribuído entre os seus 4 subsistemas (Sudeste/Centro-Oeste, Sul, Nordeste e Norte, além localidades isoladas), uma capacidade instalada de 120.885 MW. Destes, 89.662 MW são referentes a usinas hidrelétricas, 29.821 MW de térmicas não-renováveis, 1.342 MW de origem eólica e 60 MW de usinas térmicas a biomassa.

Para cada um dos subsistemas foi estabelecida uma única usina hidrelétrica representativa de todas as UHE existentes, tendo como valores para potência máxima, energia média e energia firme o somatório dessas. Esta simplificação é possível em função da ausência de curvas hidrológicas no modelo e do fato de se assumir que os custos variáveis de geração são iguais para todas as usinas (no caso, iguais a zero).

Foram consideradas as 108 usinas térmicas (incluindo nuclear e biomassa) existentes. A listagem e características operacionais das usinas teve como base o arquivo de entrada para a execução do MELP, ano base 2010, utilizado pela EPE (AMARO, 2010). O ANEXO III apresenta os dados discriminados para cada uma delas.

A capacidade de intercâmbio entre os quatro subsistemas foi determinada a partir do mapa operacional do SIN no horizonte 2011-2016 (ONS, 2014). As principais linhas de interligação regional existentes são de 500kV. Considerou-se que cada uma dessas seria capaz de manter uma transmissão de 1275 MW de potência (RODRIGUES, 2010). A utilização desses valores se aproxima dos limites de transmissão considerados pela ONS (2017), que considera, por exemplo, 2.300 MWmed para a interligação Sul-Sudeste (que apresenta duas linhas de 500kV).

A Tabela 8 abaixo apresenta de maneira resumida a configuração inicial do parque gerador considerado neste estudo.

Tabela 8: Configuração inicial considerada para a capacidade instalada de geração do SIN, por tipo (a: corresponde a capacidade de geração anual em condições operacionais e pluviométricas média. b: corresponde a capacidade de geração anual de hidrelétricas sob condições pluviométricas crítica. c: Inclui a geração de Itaipú comprada em contratos de longo prazo³⁹ com o Paraguai)

Tipo	Capacidade máxima de geração em MW	Capacidade média ^a de geração anual em GWh	Capacidade crítica ^b de geração anual em GWh
Hidro ^c	89.662	535.043	445.869
Óleo	8.856	73.079	
Diesel	1.696	13.008	
Nuclear	3.412	26.149	
Biomassa	60	499	
Gás	12.651	95.015	
Carvão	3.205	23.850	
Eólica	1.342	11.403	
Solar	-	-	

Fonte: ONS, 2010; AMARO, 2010; ANEEL, 2012.

Os custos variáveis⁴⁰ de geração das usinas existentes foram estimados a partir dos valores considerados para novas usinas, apresentados na Tabela 13 da Seção 6.3 a seguir.

6.2. CENÁRIO DE DEMANDA

A projeção da demanda de eletricidade toma como base a situação da matriz energética brasileira (EPE, 2013). O modelo permite considerar diferentes crescimentos para cada um dos setores da economia brasileira e, a partir das premissas de evolução dos coeficientes técnicos de consumo dos vetores energéticos destas, estima-se a oferta necessária de energia elétrica nos períodos subsequentes⁴¹.

³⁹ As questões relativas à revisão dos termos de amortização da dívida paraguaia para a construção da usina, previstos no Anexo C do Tratado de Itaipú (BRASIL, 1973), não serão consideradas no âmbito deste trabalho.

⁴⁰ Os custos fixos de O&M não foram considerados, já que não são influenciados por nenhuma variável de decisão do modelo, no resultado final da estratégia.

⁴¹ O modelo de projeção da demanda toma como base o trabalho desenvolvido por Angel Perez-navarro, na Universidade Politécnica de Valencia.

Foram estabelecidos dois cenários de crescimento da economia brasileira, o primeiro de baixo crescimento (3,2% a.a. médios) e segundo de alto crescimento (3,8% a.a. médios). O PNE2030 (EPE, 2006) considera cenários de crescimento para a economia brasileira de até 5,1% médios para o período de 2005-2030. Contudo, projeções mais atuais consideram crescimentos mais moderados para países em desenvolvimento (PWC, 2014), com uma média de 3,0% até 2021. Optou-se por valores intermediários. Cada estágio de planejamento representa um passo de três anos.

O Gráfico abaixo apresenta o crescimento esperado do consumo final para os diferentes cenários de demanda considerados.

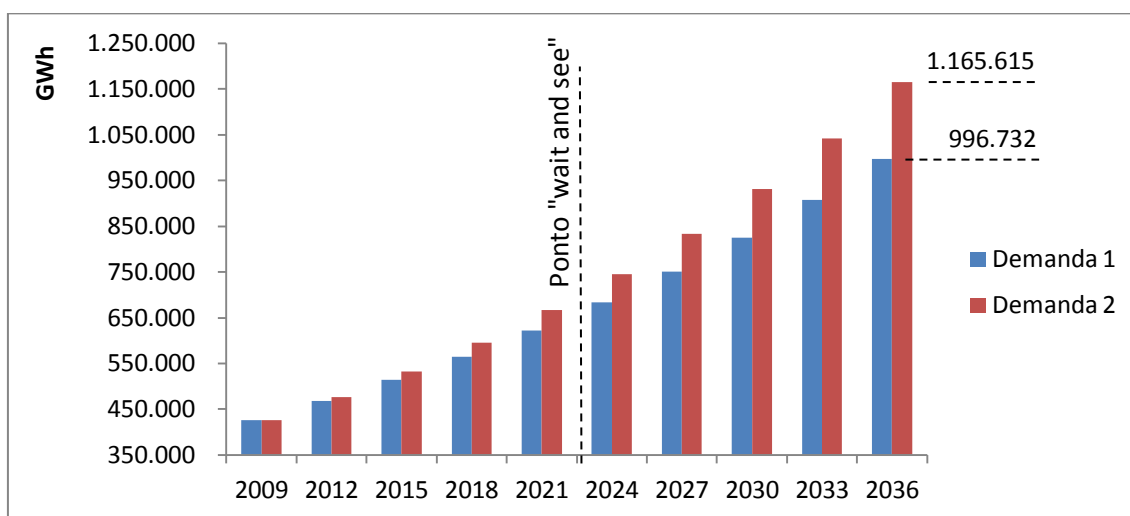


Gráfico 4: Evolução da demanda de energia elétrica no SIN esperada nos dois cenários de planejamento considerados. O ponto “wait and see” representa o início dos períodos onde a estratégia de investimento apresenta planos distintos para cada um dos cenários.

O MAPE considera ainda que o aumento no CME, comparado com o caso base (MELP), em função da incorporação de custos ambientais, influenciaria na demanda de eletricidade. Esta influência pode ser resultado de diferentes processos (e.g., diminuição da escala de produção, reestruturação de atividades econômicas e implantação de medidas de eficiência). Considerou-se um valor de elasticidade demanda, por setor da economia, para representar o efeito marginal desse conjunto de ações. A Tabela 9 abaixo apresenta os valores de elasticidade para os setores Residencial, Comercial (incluindo Público) e Industrial (SCHIMIDT, 2004). Não foi considerada a elasticidade dos outros setores do balanço energético nacional por serem pouco significativas nos cenários considerado⁴².

⁴² Especialmente na hipótese do aumento da participação de veículos elétricos e híbridos na frota nacional, o setor de transportes provavelmente teria uma elasticidade mais significativa. Para uma análise mais específica sobre esse assunto, ver BORBA (2012).

Tabela 9: Elasticidades preço de longo prazo da demanda de energia elétrica nas três classes de consumo consideradas.

Setor	Elasticidade
RESIDENCIAL	-0,09
COMERCIAL + PÚBLICO	-0,17
INDUSTRIAL	-0,55

Fonte: SCHIMIDT, 2004

6.3. USINAS CANDIDATAS

Foram consideradas um total de 3650 usinas candidatas. Destas, 1302 são hidrelétricas, 348 térmicas, 1000 eólicas e 1000 solares fotovoltaicas.

A identificação dos aproveitamentos hidrelétricos a serem considerados no modelo teve como base o Sistema de Informações do Potencial Hidrelétrico Brasileiro (SIPOT), desenvolvido pela ELETROBRAS. A partir da lista de AHEs discretizada, foram selecionadas as usinas que estavam no estágio de Inventário e de Viabilidade. Ainda, tiveram de ser descartadas as ocorrências que não continham informações acerca da localização geográfica e área total das barragens, uma vez que essa informação é necessária para a estimativa dos custos ambientais (como descrito no Capítulo 5). Quando não disponíveis informações sobre energia média e energia firme, foram utilizados fatores médios para estimá-las.

O conjunto considerado de UHE candidatas totaliza uma potencia máxima adicional de aproximadamente 60 GW. O ANEXO II: HIDRELÉTRICAS CANDIDATAS apresenta os dados de potência máxima, energia média e energia firme para cada uma delas. A Tabela 10 abaixo apresenta resumidamente esses dados.

Tabela 10: Resumo das usinas hidrelétricas candidatas ao planejamento da expansão do setor elétrico.

Subsistema	Número de usinas	Capacidade total máxima de geração em MW	Capacidade total média de geração anual em GWh	Capacidade total crítica de geração anual em GWh
Sudeste	566	13.017	63.386	58.280
Sul	66	5.364	27.950	25.014
Nordeste	440	8.526	31.530	28.659
Norte	149	25.105	117.587	110.721
Isolado	81	7.566	37.221	34.857
Total	1.302	59.579	277.674	257.530

Assim como no caso do parque gerador, a listagem de usinas termelétricas candidatas teve como base o arquivo de entrada do MELP, utilizado pela EPE. No total, essas usinas poderiam acrescentar ao sistema uma capacidade de geração máxima de 43 GW. O resumo das informações de novas termelétricas candidatas ao planejamento é apresentado na Tabela 11 abaixo.

Tabela 11: Resumo das usinas termelétricas candidatas ao planejamento da expansão do setor elétrico.

Combustível	Subsistema	Capacidade total de usinas candidatas em MW
Óleo	Sudeste	533
	Sul	-
	Nordeste	-
	Norte	1.400
	Isolado	-
	Total	1.933
Diesel	Sudeste	-
	Sul	-
	Nordeste	-
	Norte	400
	Isolado	-
	Total	400
Nuclear	Sudeste	2.000
	Sul	-
	Nordeste	4.000
	Norte	-
	Isolado	-
	Total	6.000
Biomassa	Sudeste	10.490
	Sul	60
	Nordeste	4.060
	Norte	900
	Isolado	-
	Total	15.510
Gás Natural	Sudeste	14.050
	Sul	2.700
	Nordeste	2.000
	Norte	-
	Isolado	600
	Total	19.350
Carvão	Sudeste	2.100
	Sul	8.050
	Nordeste	2.100
	Norte	2.100
	Isolado	-
	Total	14.350

Os projetos cadastrados nos leilões de energia elétrica realizados pela EPE foram utilizados como referência para a definição de usinas eólicas e solares fotovoltaicas representativas do potencial brasileiro. Em um leilão existem em torno de 1000 projetos de parques eólicos, com uma potência máxima média de 28 MW cada, e 500 projetos de centrais fotovoltaicas, com 30 MW cada (GANDELMAN, 2014).

Essas usinas foram tratadas, dentro do contexto do modelo, como termelétricas. Os seus valores de potência mínima, \underline{P}_j , foram igualados aos valores de potência média disponível (capacidade instalada multiplicada pelo fator de capacidade daquele tipo de geração). Desta forma, aqueles parques de geração eólica e solar irão gerar, no longo prazo, uma quantidade constante de energia⁴³.

O fator de capacidade dos parques eólicos e solares candidatos são variáveis ao longo dos meses do ano em função das características dos ventos, intensidade solar e nebulosidade. A Tabela 12 abaixo apresenta esses valores, mês a mês, para cada subsistema onde existem projetos. O valor utilizado no modelo é uma média ponderada, em função do número de dias de cada mês.

Tabela 12: Fatores de capacidade por tipo de geração e subsistema instalado para parques elétricos eólicos e fotovoltaicos brasileiros. (Fonte: GANDELMAN, 2014).

Tipo	Subsist.	jan	fev	mar	abr	mai	jun	jul	ago	set	out	nov	dez	Média
Solar	SE/CO	,19	,21	,21	,21	,20	,19	,19	,20	,22	,21	,19	,19	,20
	NE	,19	,20	,20	,20	,19	,19	,20	,22	,23	,22	,19	,19	,20
Eólica	Sul	,38	,37	,37	,34	,38	,41	,44	,47	,46	,42	,41	,41	,41
	NE	,36	,35	,29	,33	,40	,46	,51	,56	,58	,51	,48	,41	,44

Todos os dispêndios necessários para a implantação de novas unidades de geração foram levados a valores do ano de início da operação. Os custos de construção e de operação e manutenção (O&M), fixos e variáveis, para cada tipo de usina estão resumidos na Tabela 13 abaixo.

⁴³ O resultado proporcionado por essa estratégia é similar à adotada pela EPE na modelagem no setor elétrico em médio prazo, onde a capacidade de geração esperada desses tipos de usina, por não ser permitido nenhum tipo de estocagem, é descontada da demanda projetada (PEREIRA, 2010).

Tabela 13: Custos de instalação e operação de usinas candidatas ao planejamento da expansão do setor elétrico brasileiro, por fonte energética e tipo de usina. (a. Os custos para usinas eólicas e solares sofrem variação em função da localidade e ano de instalação).

Fonte	Tipo de Usina	Custo Investimento US\$/kW	Custo Combustível US\$/MWh	Custo Variável O&M US\$/MWh	Custo Fixo O&M US\$/kW	Fator de Capacidade	Eficiência de Conversão
Hidrelétrica	Grande	3.372,87	-	-	52,25	*	1,00
	Pequena Central	4.115,96	-	-	64,55	*	1,00
Gás Natural	Ciclo Aberto	450,00	100,06	0,41	-	0,90	0,30
	Ciclo Combinado	850,00	60,04	0,41	12,65	0,85	0,50
Carvão Mineral (Nacional)	Pulverizado	2.530,00	9,17	3,57	24,30	0,70	0,30
	Leito Fluidizado	3.542,00	9,17	3,57	24,30	0,70	0,40
	Gaseificado	3.542,00	9,17	3,57	24,30	0,70	0,45
Carvão Mineral (Importado)		2.530,00	24,96	3,57	24,30	0,70	0,30
Termonuclear		4.000,00	6,97	0,42	56,44	0,85	0,30
Bagaço de Cana	Condensado	2.712,00	4,03	10,22	-	0,90	0,30
	Gaseificado	3.995,00	4,03	21,53	-	0,80	0,30
Eólica ^a		1.809,68	-	-	41,62	0,41	1,00
Solar Fotovoltáica ^a		1.635,74	-	-	125,21	0,20	1,00
Resíduos Sólidos Urbanos		7.049,85	8,02	-	211,50	0,74	0,30
Diesel		1.000,00	157,35	7,99	-	0,95	0,40
Óleo Combustível		1.070,00	159,04	10,84	-	0,85	0,30

Fonte: Baseado em IEA, 2008; DU & PARSONS, 2009; LUCENA *et al.*, 2010; GANDELMAN, 2014.

Para qualquer tecnologia de geração elétrica, a experiência trazida pela sua aplicação em diferentes usinas, reais ou experimentais, pode resultar em uma redução dos custos incorridos com a implantação e operação de futuros projetos. Em função do alto potencial associado à geração solar fotovoltaica, foi estimada uma curva de aprendizado ao longo do horizonte de planejamento de longo prazo aqui tratado. FRANK *et al.* (2014) calcula que a redução do custo médio de geração fotovoltaica atingirá 25% até 2020, 45% até 2030 e 65% até 2050. O presente trabalho assume uma redução de até 60% durante os próximos 30 anos do horizonte de planejamento considerado. A parametrização dessa redução foi linear ao longo do tempo.

6.4. EXTERNALIDADES

Com o intuito de avaliar quais seriam os efeitos de um aumento, ou diminuição, dos custos ambientais associados à expansão do setor elétrico, o MAPE avalia três cenários diferentes para os parâmetros da valoração ambiental; **Médio**, **Alto** e **Baixo**. O cenário Médio representa a estimativa de maior verossimilhança, enquanto que os cenários Alto e Baixo representam variações em torno deste número, 50% maior e 50% menor, respectivamente. Os valores apresentados abaixo representam o cenário Médio.

6.4.1. Usinas Hidrelétricas

Os valores apresentados na seção 5.1 estão parametrizados em função do uso do solo e bioma (IBGE, 2011) de áreas alagadas. Para a determinação georreferenciada da área que será inundada em função da criação de barragens é necessária uma modelagem topográfica do terreno de modo a determinar qual seria a linha altimétrica relativa ao nível máximo da água em condições normais de operação (Coluna *NAMaxNorma*” da tabela do ANEXO II: HIDRELÉTRICAS CANDIDATAS). Porém, devido a limitação de recursos disponíveis para cálculo dessas áreas das 1.302 usinas hidrelétricas candidatas, optou-se por utilizar a área diretamente informada no inventário (coluna “*ÁreaNAMaxN*” no mesmo anexo). Uma vez que essas áreas não são georreferenciadas, foi necessária uma amostragem circular em torno do ponto da barragem para se poder estimar qual tipo de vegetação seria inundada e, com isso, calcular o valor dos serviços ambientais impactados.

O Anexo II apresenta as áreas alagadas e os custos ambientais referente aos serviços analisados para cada uma dessas usinas. A Tabela 14 abaixo apresenta de maneira resumida esses resultados por bioma. Os valores apresentados são referentes ao cenário **Médio**.

Tabela 14: Média de áreas alagadas e custo total das externalidades, em valores presente, por capacidade instalada da hidrelétrica, em função do subsistema.

Subsistema	Área alagada média (m ² /W)	Externalidade total média (US\$/kW)
Sudeste	0,79	53,41
Sul	0,82	63,83
Nordeste	0,31	21,79
Norte	0,97	112,04
Isolado	1,58	259,39
Total	0,70	62,78

6.4.2. Usinas Termoelétricas

Os fatores de emissão das diferentes usinas termoelétricas candidatas foram estimados em função do tipo de combustível e da tecnologia empregada, com base em dados previamente publicados (ROTH, 2004; IPCC, 2007; EPE, 2007; ALVES & UTURBEY, 2010). A partir desses valores, considerando os custos unitários marginais dos poluentes apresentados na seção 5.2.2, foi possível calcular os valores associados ao comprometimento de cada uma dos serviços analisados em US\$/MWh. No caso do material particulado menor que 10µm (PM10), como explicado no capítulo 5, foram considerados dois tipos de usinas, perto de grandes centros urbanos e rurais, com valores distintos de emissão e, portanto, custos ambientais. A Tabela 15 apresenta todos esses valores por tipo de usina e localização. Os valores apresentados são referentes ao cenário **Médio**.

Tabela 15: Fatores de emissão e custos de externalidade associados aos diferentes tipos de usinas termoeletricas candidatas ao planejamento (valores em US\$ 2005).

Subsist.	Fonte	Tipo de Usina	Fatores de Emissão					Custo de Externalidade					
			PM10 kg/MWh	CO2 kg/MWh	CH4 kg/MWh	NOx kg/MWh	SOx kg/MWh	PM10 (Urb) \$/MWh	PM10 (Ru) \$/MWh	CO2 \$/MWh	CH4 \$/MWh	NOx \$/MWh	SOx \$/MWh
SE	Gás Natural	Ciclo Aberto	-	408,96	0,01	0,53	0,15	-	-	6,13	0,00	0,67	0,20
		Ciclo Comb.	-	681,60	0,01	0,89	0,25	-	-	10,22	0,00	1,12	0,33
	Carvão Imp.		1,53	1.276,80	0,01	3,57	1,81	8,26	2,39	19,15	0,00	4,51	2,44
	Diesel		0,09	667,80	0,03	1,57	0,84	0,49	0,14	10,02	0,01	1,98	1,12
	Óleo Comb.		0,09	936,00	0,03	2,09	1,11	0,49	0,14	14,04	0,01	2,64	1,50
	Bagaço	Condensado	0,49	-	0,03	0,34	0,04	2,65	0,77	-	0,01	0,43	0,05
		Gaseificado	0,19	-	0,03	0,34	0,04	1,03	0,30	-	0,01	0,43	0,05
Sul	Gás Natural	Ciclo Aberto	-	408,96	0,01	0,53	0,15	-	-	6,13	0,00	0,67	0,20
		Ciclo Comb.	-	681,60	0,01	0,89	0,25	-	-	10,22	0,00	1,12	0,33
	Carvão Nac.	Pulverizado	1,53	1.135,20	0,01	3,57	1,81	12,48	0,24	17,03	0,00	4,51	2,44
		Fluidizado	1,15	851,40	0,01	2,68	1,36	9,36	0,18	12,77	0,00	3,38	1,83
		Gaseificado	1,02	756,80	0,01	2,38	1,21	8,32	0,16	11,35	0,00	3,01	1,62
	Óleo Comb.		0,09	936,00	0,03	2,09	1,11	0,73	0,01	14,04	0,01	2,64	1,50
	NE	Gás Natural	Ciclo Aberto	-	408,96	0,01	0,53	0,15	-	-	6,13	0,00	0,67
Ciclo Comb.			-	681,60	0,01	0,89	0,25	-	-	10,22	0,00	1,12	0,33
Carvão Imp.			1,53	1.276,80	0,01	3,57	1,81	3,82	0,13	19,15	0,00	4,51	2,44
Bagaço		Condensado	0,49	-	0,03	0,34	0,04	1,22	0,04	-	0,01	0,43	0,05
		Gaseificado	0,19	-	0,03	0,34	0,04	0,47	0,02	-	0,01	0,43	0,05
Óleo Comb.			0,09	936,00	0,03	2,09	1,11	0,22	0,01	14,04	0,01	2,64	1,50
Diesel			0,09	667,80	0,03	1,57	0,84	0,22	0,01	10,02	0,01	1,98	1,12
Norte	Carvão Imp.		1,53	1.276,80	0,01	3,57	1,81	1,64	0,01	19,15	0,00	4,51	2,44
	Diesel		0,09	667,80	0,03	1,57	0,84	0,10	0,00	10,02	0,01	1,98	1,12
	Óleo Comb.		0,09	936,00	0,03	2,09	1,11	0,10	0,00	14,04	0,01	2,64	1,50
	Bagaço	Condensado	0,49	-	0,03	0,34	0,04	0,53	0,00	-	0,01	0,43	0,05
Isolado.	Diesel		0,09	667,80	0,03	1,57	0,84	0,00	0,00	10,02	0,01	1,98	1,12
	Óleo Comb.		0,09	936,00	0,03	2,09	1,11	0,00	0,00	14,04	0,01	2,64	1,50
	Gás Natural	Ciclo Aberto	-	408,96	0,01	0,53	0,15	-	-	6,13	0,00	0,67	0,20
		Ciclo Comb.	-	681,60	0,01	0,89	0,25	-	-	10,22	0,00	1,12	0,33

Fonte: Elaboração Própria, baseado em: ROTH, 2004; IPCC, 2006; EPE, 2007; ALVES & UTURBEY, 2010.

6.4.3. Outras usinas

Para as tecnologias Eólica, Solar Fotovoltaica, Resíduos Sólidos Urbanos e Termonuclear não foram considerados valores de externalidade.

Dessa forma, cada execução do modelo descrito no Capítulo 3 consistirá em um total de oito (8) otimizações com fatores determinísticos (dois (2) cenários de demanda em quatro (4) cenários de externalidades, considerando o caso base de custos ambientais nulos) e quatro (4) otimizações utilizando a metodologia Minimax, um para cada cenário de externalidade.

6.5. OUTRAS VARIÁVEIS

O primeiro triênio (2009 – 2012) foi desconsiderado no modelo de otimização. A baixa necessidade de aumento de capacidade instalada e a redução do tempo total de otimização justificaram esta escolha. Desta forma, os resultados são apontados para um total de 9 períodos discretos.

Todas as importâncias monetárias são apresentadas em valores constantes. A taxa de desconto anual foi fixada em 10%. Esta taxa foi mantida inclusive para o processo de valoração ambiental. Ainda que seja justificada a utilização de uma taxa de desconto social (geralmente mais baixa e, consequentemente, gerando valores mais altos para as externalidades), existem críticas quanto a sua determinação (PEARCE & TURNER, 1989).

7. RESULTADOS

A execução do modelo para cada um dos quatro cenários de custos ambientais considerados gerou diferentes planos e estratégias de expansão de longo prazo – horizonte de 30 anos – para o parque elétrico brasileiro. Serão apresentados as suas diferenças com relação a **custos**, **cronograma** de entrada das novas unidades geradoras e **impactos ambientais** decorrentes dessa expansão.

Para tornar a análise dos resultados mais evidente, as hidrelétricas candidatas foram divididas em três grupos em função da razão entre a área alagada e a potência média anual. A Tabela 16 a seguir apresenta essa tipologia.

Tabela 16: Tipologia de análise para hidrelétricas candidatas ao planejamento elétrico de longo prazo brasileiro.

Tipo	Razão entre a área alagada e a potência média ($\text{m}^2/\text{W.méd}$)	
	Mínimo	Máximo
Hidro 1	-	0,60
Hidro 2	0,60	2,00
Hidro 3	2,00	s/v

7.1. ETAPA DETERMINÍSTICA

O problema de otimização aqui apresentado, após simplificação, possui 790 mil variáveis (sendo 66 mil binárias) e 1,2 milhões de restrições. O nível de tolerância do *solver* foi estipulado em 10^{-3} (máxima diferença relativa entre a solução encontrada e a solução ótima).

7.1.1. Cenário de Referência (Base)

Os valores presente dos dispêndios financeiros totais (incluindo implantação e operação) necessários para o atendimento ao crescimento da demanda de energia elétrica, considerando o plano determinístico para as duas projeções de crescimento da economia, foram de: US\$ 39.638.043.452,71 para a projeção com o menor crescimento e; US\$ 57.785.567.091,76 para a projeção com maior crescimento. O CME respectivos foram de 188,74 US\$/MWh e 250,95 US\$/MWh.

A estratégia única de expansão, ao considerar a incerteza com relação à evolução da demanda por energia elétrica, leva a um valor total de: US\$ 42.562.426.874,53 para a projeção com o menor crescimento e; US\$ 60.709.950.513,59 para a projeção com maior crescimento. Representando, respectivamente, um arrependimento de US\$ 2.924.383.421,82 para ambos os cenários de demanda.

Para conseguir atender ao crescimento de 65.172,57 MW de carga média, no cenário de demanda 1 determinístico, a otimização do sistema previu a entrada adicional⁴⁴ de 59,58 GW de potência instalada de hidrelétricas, 1,11 GW de usinas térmicas e 14,78 GW de outras usinas renováveis.

Para conseguir atender ao crescimento de 84.451,45 MW de carga média, no cenário de demanda 2 determinístico, a otimização do sistema previu a entrada adicional de 59,58 GW⁴⁵ de potência instalada de hidrelétricas, 0,31 GW de usinas térmicas e 30,44 GW de outras usinas renováveis.

A evolução da entrada de novas usinas prevista para cada um cenários que atingem esta capacidade instalada está ilustrada no Gráfico 5 e no Gráfico 6 abaixo.

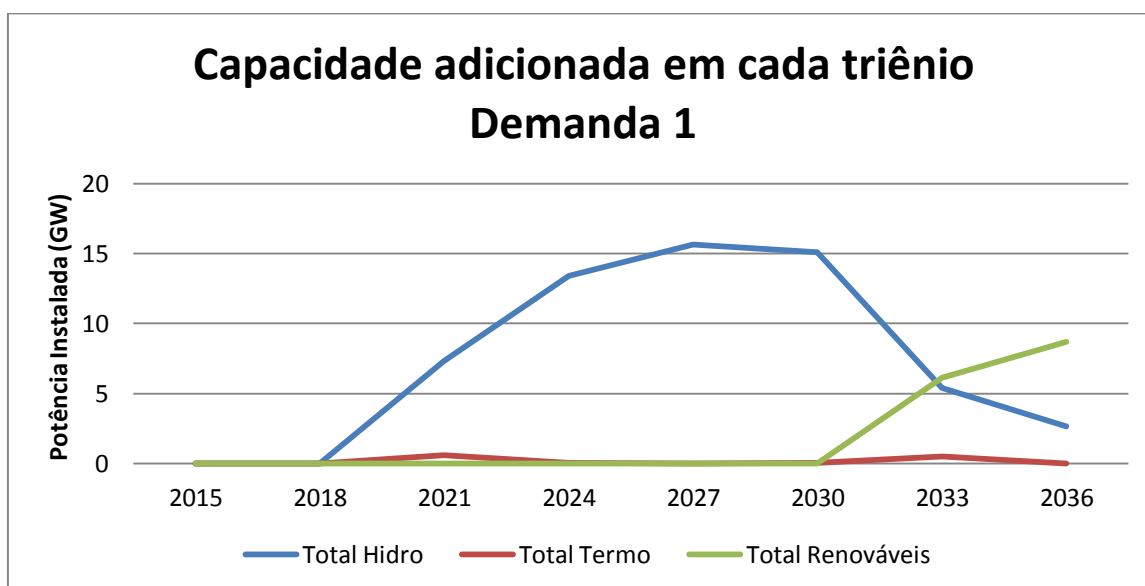


Gráfico 5: Entrada de novas usinas, de acordo com o tipo, para cada triênio do planejamento determinístico para o cenário de demanda 1.

⁴⁴ Ou seja, além do que atualmente já está implantado, em construção e com ano de entrada planejado.

⁴⁵ Este número se iguala ao do cenário anterior em função da limitação do inventário hidrelétrico utilizado como entrada no modelo.

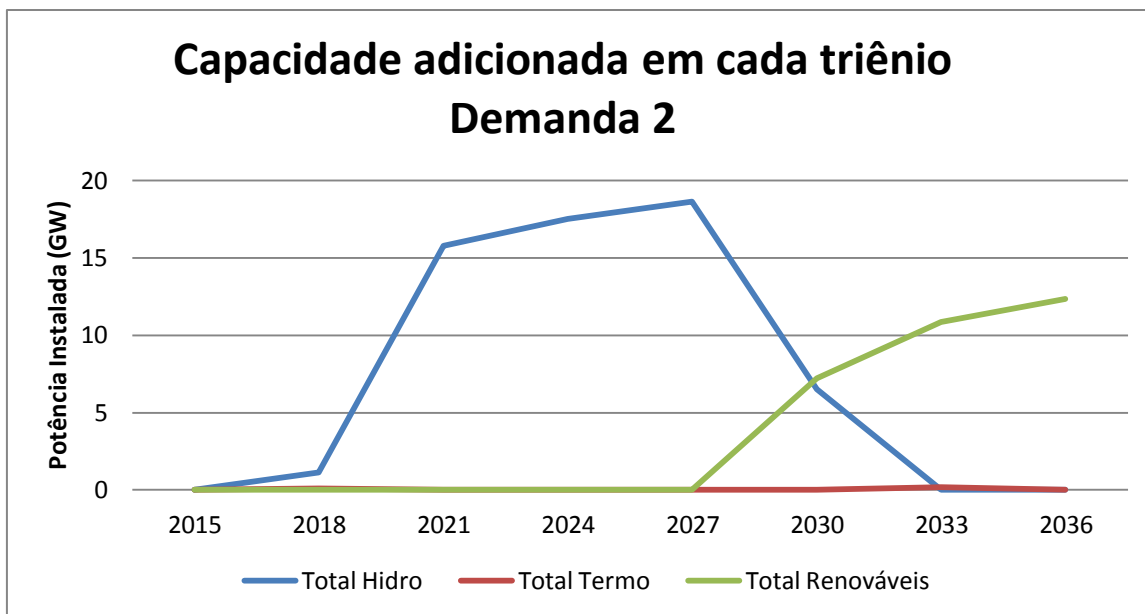


Gráfico 6: Entrada de novas usinas, de acordo com o tipo, para cada triênio do planejamento determinístico para o cenário de demanda 2.

A Tabela 17 a seguir apresenta o valor presente do somatório dos custos associados às externalidades ao longo de todo o horizonte de planejamento. Todos esses valores foram computados fora da função objetivo.

Externalidade Cenário de Referência				
Cenário MAPE	Demanda 1		Demanda 2	
Médio	\$	1.137.648.749,90	\$	1.278.635.512,64
Baixo	\$	568.824.374,95	\$	639.317.756,32
Alto	\$	2.275.196.608,18	\$	2.557.119.751,95

Tabela 17: Externalidades totais para a otimização do cenário de custos do modelo de referência (equivalente ao MELP) considerando diferentes estimativas para os valores de danos ambientais (Valores em US\$).

7.1.2. MAPE médio

Ao incorporar as externalidades à função objetivo do modelo, a otimização do plano de expansão do parque gerador brasileiro busca o menor custo total (social). Em consequência, os custos marginais de expansão marginal maiores induzem a um novo ponto de equilíbrio entre oferta e demanda.

Foram necessárias oito (8) iterações do modelo para que houvesse convergência entre os CME e a projeção da evolução da demanda para o cenário 1 e uma (1) iteração no caso do cenário de Demanda 2. Neste novo equilíbrio, a profundidade de carga média prevista para o fim do período (2030) é reduzida em, respectivamente para os cenários de demanda 1 e 2, 209,15 MW e 17,14 MW. Os novos CME resultantes foram de 191,11 US\$/MW.h e 251,15 US\$/MW.h.

Sob essas condições, os valores presente dos dispêndios financeiros totais (incluindo implantação e operação) necessários para o atendimento ao crescimento da demanda de energia elétrica, considerando o plano determinístico para as duas projeções de

crescimento da economia, foram de: US\$ 39.210.653.271,88 para a projeção com o menor crescimento e; US\$ 57.370.782.010,34 para a projeção com maior crescimento.

Para conseguir atender aos crescimentos de 64.963,42 MW e 84.434,31 MW de carga média, para os cenários de demanda 1 e 2, a otimização do sistema previu a entrada adicional de usinas hidrelétricas, térmicas e outras renováveis. O Gráfico 7 a seguir apresenta a diferença dessas potências com relação ao cenário base, para cada tipo de tecnologia, dentro do cenário de Demanda 1⁴⁶.

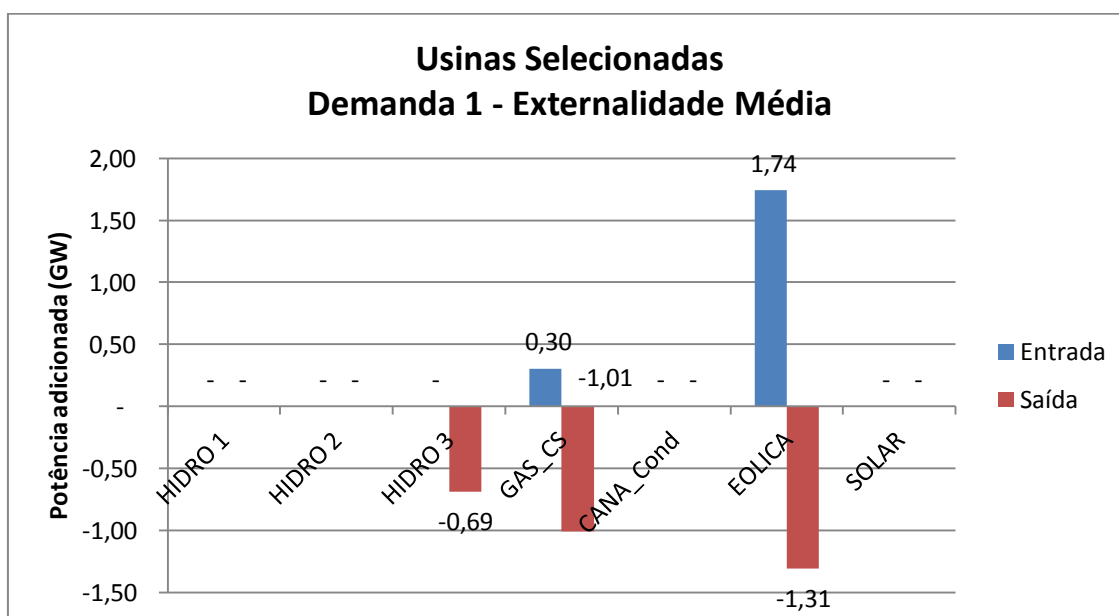


Gráfico 7: Somatório da capacidade total de geração das usinas que entraram ou saíram do plano de expansão, para o caso da demanda 1 e externalidade Média.

Ainda, o estágio de entrada de cada uma das usinas variou em função da tecnologia de geração térmica e tipologia de tamanho de hidrelétricas (em função de sua área alagada). O Gráfico 8 a seguir apresenta essa variação, em anos, para alguns tipos de usinas.

⁴⁶ O cenário de Demanda 2 apresentou diferenças menos significativas em função da proximidade entre a capacidade total de geração de todas as usinas candidatas e o aumento projetado da demanda energética.

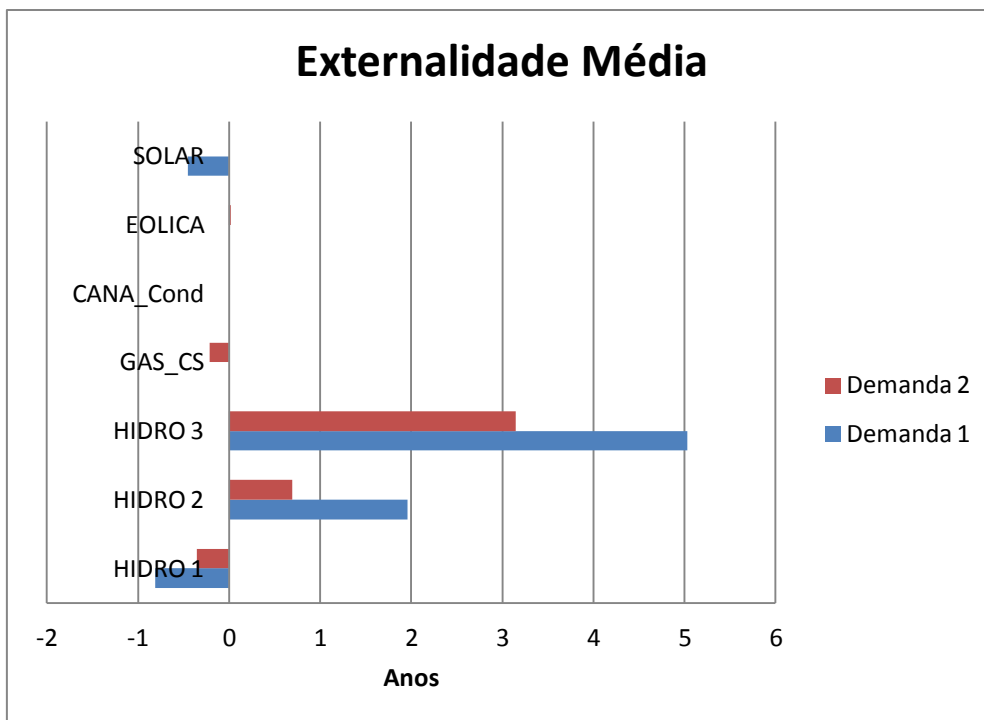


Gráfico 8: Variação do ano de entrada planejado, para cada tipo de usina, em casa uma das projeções de crescimento da demanda. Um valor negativo representa o adiantamento e um valor positivo o atraso. Para as outras tecnologias de geração, essa variação foi pouco significativa.

A Tabela 18 a seguir apresenta o valor presente do somatório das externalidades ao longo de todo o horizonte de planejamento. Somente os valores da primeira linha, de custos ambientais Médio, foram considerados na função objetivo, os outros foram computados em uma etapa posterior ao processo de otimização.

Externalidade MAPE Médio				
Cenário MAPE	Demanda 1		Demanda 2	
Médio	\$	749.799.005,15	\$	913.802.929,41
Baixo	\$	374.899.502,58	\$	456.901.464,71
Alto	\$	1.499.502.300,51	\$	1.827.454.405,01

Tabela 18: Externalidades totais para a otimização do cenário de custos do modelo MAPE (Médio) considerando diferentes estimativas para os valores de danos ambientais (Valores em US\$).

7.1.3. MAPE baixo

Foram necessárias sete (7) iterações do modelo para que houvesse convergência entre os CME e a projeção da evolução da demanda para o cenário 1 e uma (1) iteração no caso do cenário de Demanda 2. No equilíbrio gerado em função dos custos marginais de expansão maiores, dentro do cenário de custos do MAPE baixo, a profundidade de carga média prevista para o fim do período (2030) é reduzida em, respectivamente para os cenários de demanda 1 e 2, 21,75 MW e 45,66 MW. Os novos CME resultantes foram de 188,98 US\$/MW.h e 251,48 US\$/MW.h.

Sob essas condições, os valores presente dos dispêndios financeiros totais (incluindo implantação e operação) necessários para o atendimento ao crescimento da demanda de energia elétrica, considerando o plano determinístico para as duas projeções de crescimento da economia, foram de: US\$ 39.409.035.404,59 para a projeção com o menor crescimento e; US\$ 57.748.186.945,22 para a projeção com maior crescimento.

Para conseguir atender aos crescimentos de 65.150,82 MW e 84.405,79 MW de carga média, para os cenários de demanda 1 e 2, a otimização do sistema previu a entrada adicional de usinas hidrelétricas, térmicas e outras renováveis. O Gráfico 9 a seguir apresenta a diferença dessas potências com relação ao cenário base, para cada tipo de tecnologia, dentro do cenário de Demanda 1.

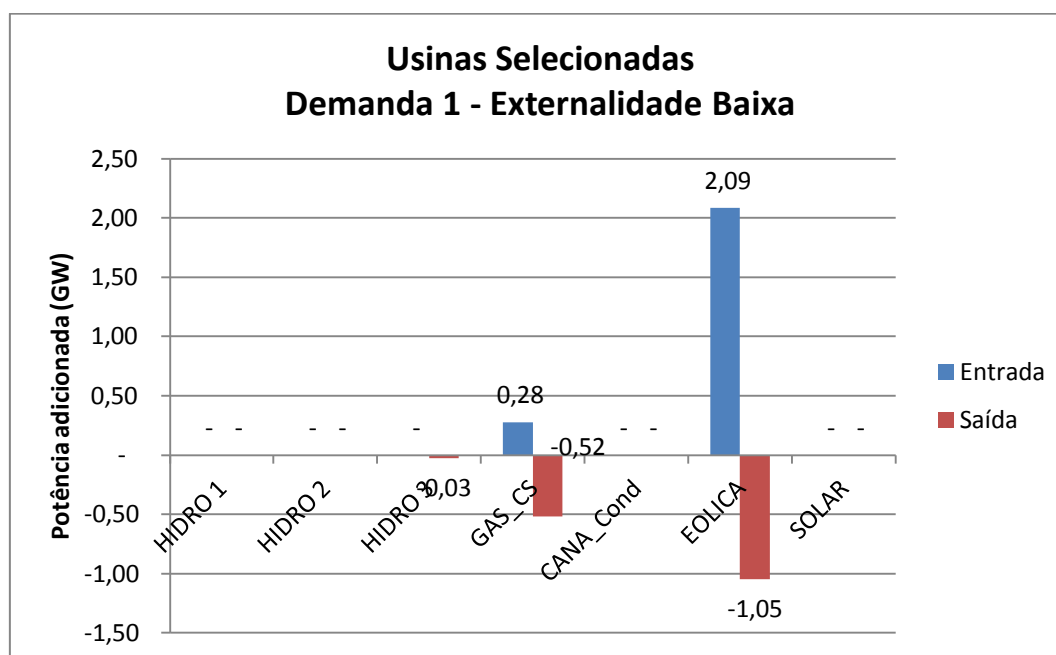


Gráfico 9: Somatório da capacidade total de geração das usinas que entraram ou saíram do plano de expansão, para o caso da Demanda 1 e externalidade Baixa.

O estágio de entrada de cada uma das usinas variou em função da tecnologia de geração térmica e tipologia de tamanho de hidrelétricas (em função de sua área alagada). O gráfico a seguir apresenta a variação, em anos, para alguns tipos de usinas.

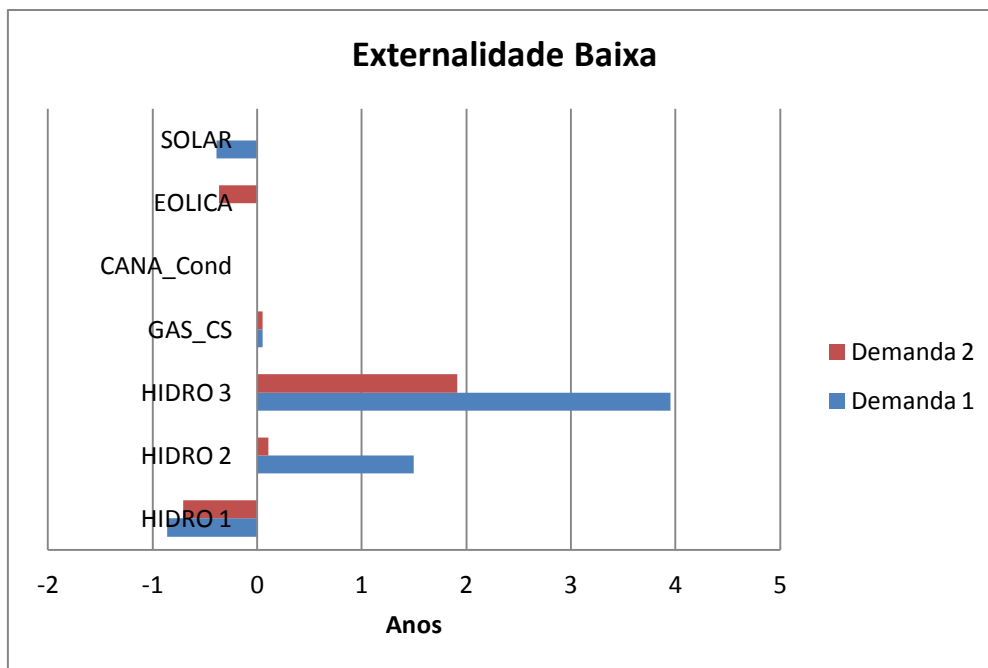


Gráfico 10: Variação do ano de entrada planejado, para cada tipo de usina, em casa uma das projeções de crescimento da demanda. Um valor negativo representa o adiantamento e um valor positivo o atraso. Para as outras tecnologias de geração, essa variação foi pouco significativa.

A Tabela 18 a seguir apresenta o valor presente do somatório das externalidades ao longo de todo o horizonte de planejamento. Somente os valores da segunda linha, de custos ambientais Baixo, foram considerados na função objetivo, os outros foram computados em uma etapa posterior ao processo de otimização.

Externalidade MAPE Baixo				
Cenário MAPE	Demanda 1		Demanda 2	
Médio	\$	794.833.266,42	\$	990.011.280,69
Baixo	\$	397.416.633,21	\$	495.005.640,35
Alto	\$	1.589.566.542,39	\$	1.979.870.946,86

Tabela 19: Externalidades totais para a otimização do cenário de custos do modelo MAPE (Baixo) considerando diferentes estimativas para os valores de danos ambientais (Valores em US\$).

7.1.4. MAPE alto

Foram necessárias duas (2) iterações do modelo para que houvesse convergência entre os CME e a projeção da evolução da demanda para o cenário 1 e sete (7) iterações no caso do cenário de Demanda 2. No equilíbrio gerado em função dos custos marginais de expansão maiores, dentro do cenário de custos do MAPE alto, a profundidade de carga média prevista para o fim do período (2030) é reduzida em, respectivamente para os cenários de demanda 1 e 2, 323,27 MW e 100,54 MW. Os novos CME resultantes foram de 192,39 US\$/MW.h e 252,11 US\$/MW.h.

Sob essas condições, os valores presente dos dispêndios financeiros totais (incluindo implantação e operação) necessários para o atendimento ao crescimento da demanda de

energia elétrica, considerando o plano determinístico para as duas projeções de crescimento da economia, foram de: US\$ 39.342.810.676,13 para a projeção com o menor crescimento e; US\$ 57.066.394.115,29 para a projeção com maior crescimento.

Para conseguir atender aos crescimentos de 64.849,30 MW e 84.350,92 MW de carga média, para os cenários de demanda 1 e 2, a otimização do sistema previu a entrada adicional de usinas hidrelétricas, térmicas e outras renováveis. O Gráfico 11 a seguir apresenta a diferença dessas potências com relação ao cenário base, para cada tipo de tecnologia, dentro do cenário de Demanda 1.

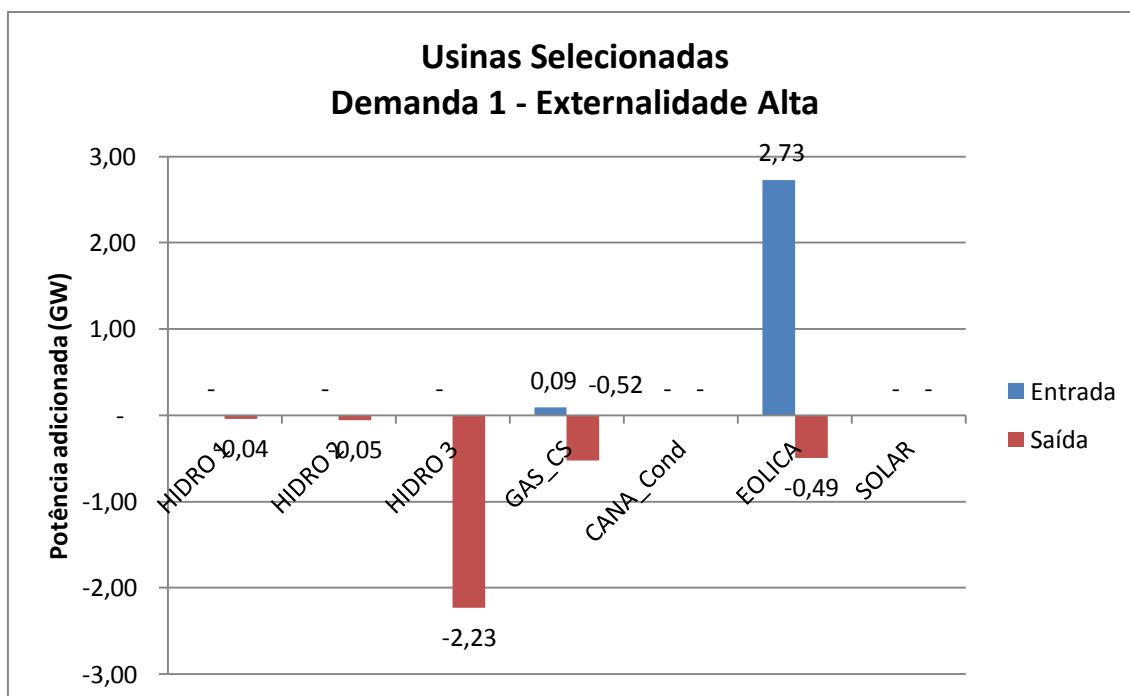


Gráfico 11: Somatório da capacidade total de geração das usinas que entraram ou saíram do plano de expansão, para o caso da demanda 1 e externalidade Alta.

O estágio de entrada de cada uma das usinas variou em função da tecnologia de geração térmica e tipologia de tamanho de hidrelétricas (em função de sua área alagada). O gráfico a seguir apresenta a variação, em anos, para alguns tipos de usinas.

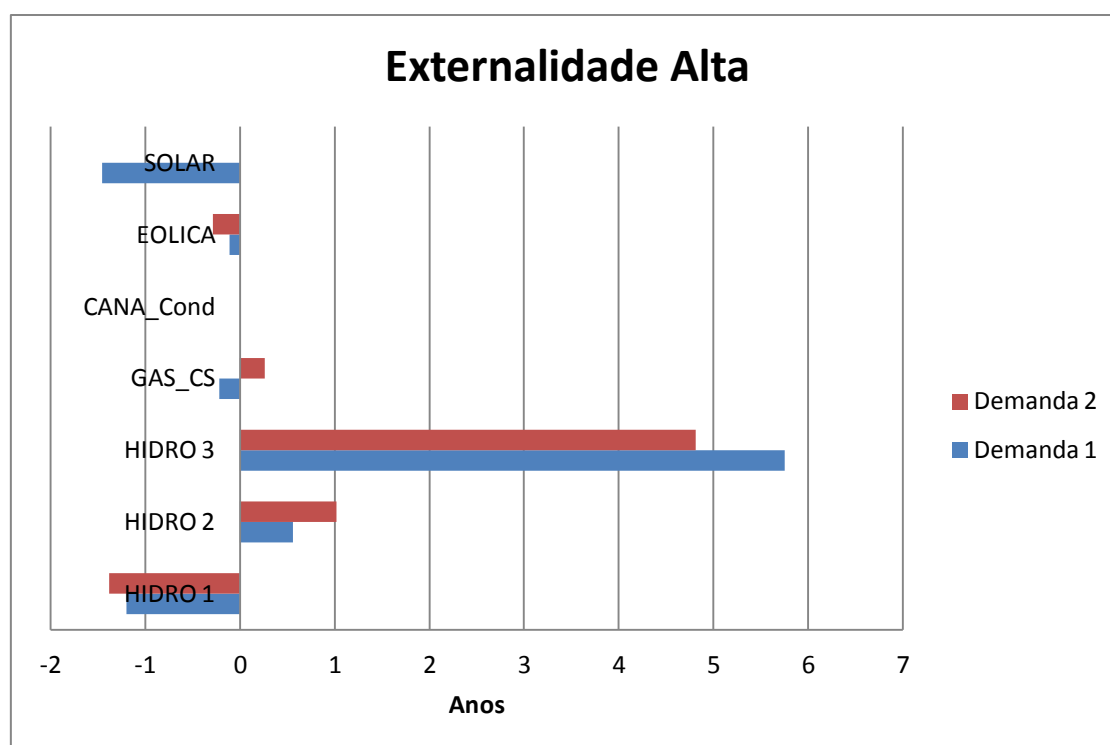


Gráfico 12: Variação do ano de entrada planejado, para cada tipo de usina, em casa uma das projeções de crescimento da demanda. Um valor negativo representa o adiantamento e um valor positivo o atraso. Para as outras tecnologias de geração, essa variação foi pouco significativa ou nula.

A Tabela 18 a seguir apresenta o valor presente do somatório das externalidades ao longo de todo o horizonte de planejamento. Somente os valores da terceira linha, de custos ambientais Alto, foram considerados na função objetivo, os outros foram computados em uma etapa posterior ao processo de otimização.

Externalidade MAPE Alto				
Cenário MAPE	Demanda 1		Demanda 2	
Médio	\$	646.532.347,19	\$	838.224.464,05
Baixo	\$	323.266.173,59	\$	419.112.232,03
Alto	\$	1.292.968.577,76	\$	1.676.295.968,55

Tabela 20: Externalidades totais para a otimização do cenário de custos do modelo MAPE (Baixo) considerando diferentes estimativas para os valores de danos ambientais (Valores em US\$).

O tempo computacional total (Intel i7-3770 3.40 GHz) para obter cada plano de expansão ótimo variou de 5 minutos a 39 minutos (com uma média em torno de 10 minutos). Considerando todas as iterações para os oito (8) casos (2 cenários de demanda e 4 cenários de externalidades, incluindo o caso base não iterativo), esta etapa durou cerca de 4 horas e meia.

Como esperado, quando os custos ambientais estão endógenos ao processo de otimização, plantas de geração com menores impactos (tais como eólicas, solares e pequenas hidrelétricas) são priorizadas no cronograma de investimento e,

consequentemente, incorrem em menores custos de externalidade. Nesta situação, os custos totais (financeiros e ambientais) tendem a ser menores do que no cenário de referência e, desta forma, geram um “lucro ambiental líquido”. Além disso, na metodologia iterativa proposta, onde a consideração de um custo maior implica em um efeito proporcional no preço relativo da energia elétrica e, consequentemente, na demanda final de eletricidade, os cenários com altos custos ambientais apresentam ainda um custo financeiro menor do que no cenário de referência. A Tabela 21 a seguir apresenta essas diferenças.

Tabela 21: Comparação dos custos totais obtidos na etapa determinística MAPE. Valores em US\$ Milhões.

Demanda	Cenário	Custo financeiro adicional	Valor total dos SA afetados			Lucro líquido ambiental
			Médio	Baixo	Alto	
1	Base	-	1.137,65	568,82	2.275,30	-
	Médio	- 427,39	749,80	-	-	815,24
	Baixo	- 229,01	-	397,42	-	400,42
	Alto	- 295,23	-	-	1.292,97	1.277,46
2	Base	-	1.278,64	639,32	2.557,27	-
	Médio	- 414,79	913,80	-	-	779,62
	Baixo	- 37,38	-	495,01	-	181,69
	Alto	- 719,17	-	-	1.676,30	1.600,00

7.2. ESTRATÉGIA

Como esperado, os efeitos mais consistentes sobre a estratégia proposta são referentes ao período antes do ponto de controle (“*wait and see*”), nos 15 primeiros anos de planejamento no horizonte aqui considerado. O Gráfico 13, Gráfico 14 e Gráfico 15 a seguir apresentam essas diferenças em termos de quais tipos de usinas entram ou saem deste primeiro período de planejamento.

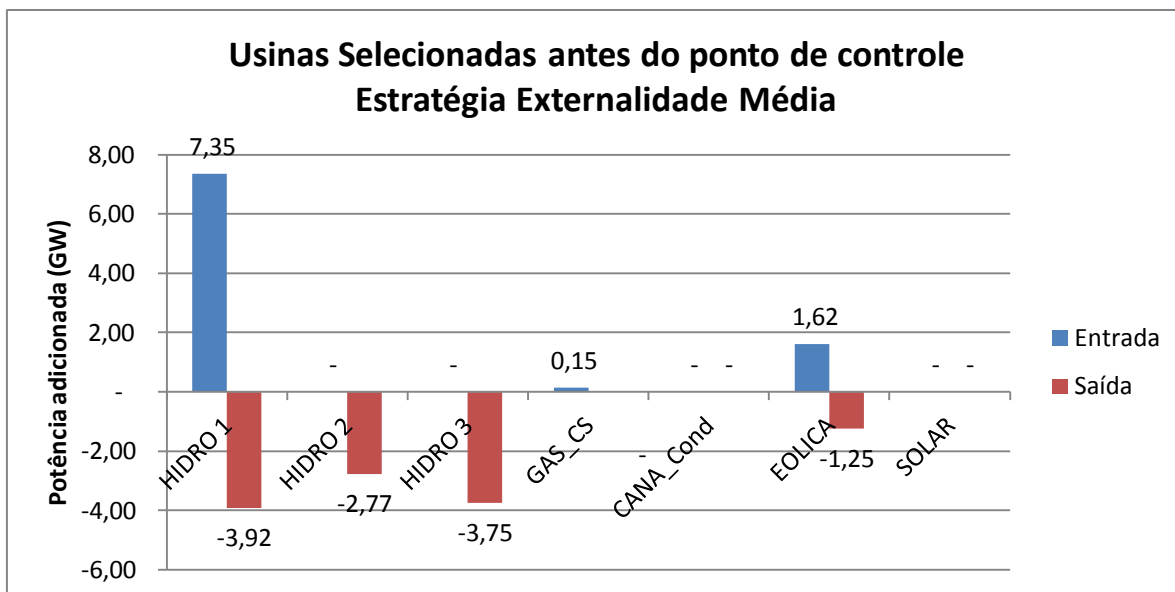


Gráfico 13: Somatório da capacidade total de geração das usinas que entraram ou saíram dos primeiros 15 anos da estratégia de expansão, para o caso do cenário de Externalidade Média.

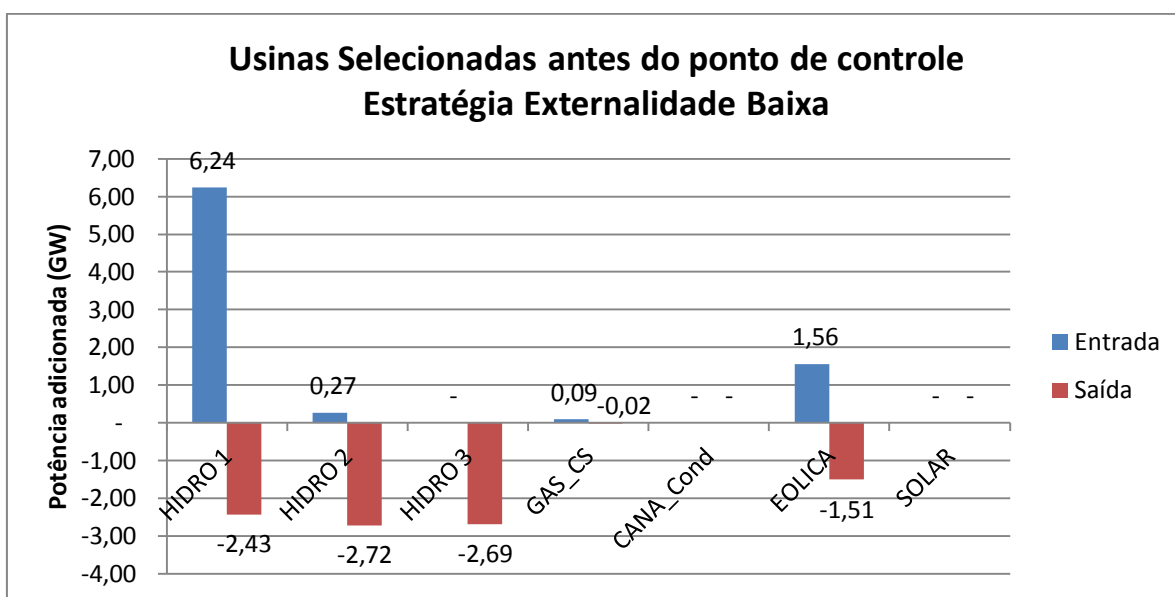


Gráfico 14: Somatório da capacidade total de geração das usinas que entraram ou saíram dos primeiros 15 anos da estratégia de expansão, para o caso do cenário de Externalidade Baixa.

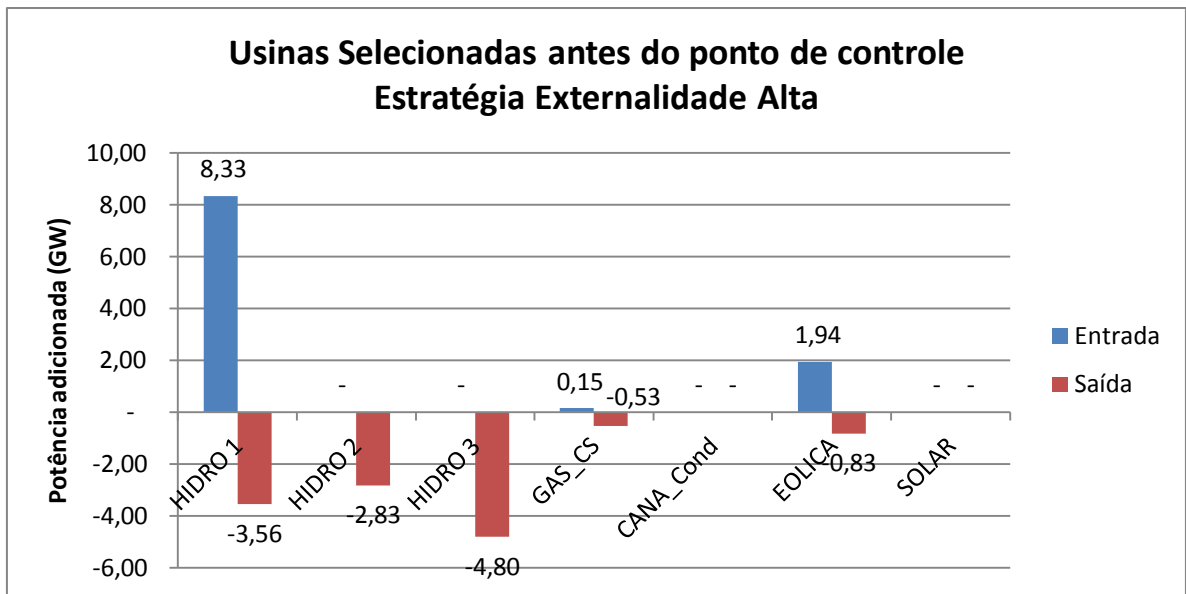


Gráfico 15: Somatório da capacidade total de geração das usinas que entraram ou saíram dos primeiros 15 anos da estratégia de expansão, para o caso do cenário de Externalidade Alta.

O tempo computacional total (Intel i7-3770 3.40 GHz) para obter a estratégia de expansão ótima variou de 2 horas e 40 minutos a 3 horas e 20 minutos. Considerando todas as 4 estratégias, esta etapa durou cerca de 12 horas.

8. DISCUSSÃO E CONCLUSÃO

A inserção dos custos ambientais no planejamento da expansão da geração elétrica brasileira no longo prazo alterou os cronogramas ótimos de investimento sugeridos pelo modelo MELP⁴⁷ atualmente utilizado para este fim pelo governo. Essas modificações ocorreram principalmente sobre a capacidade total adicionada por tipo de usina de geração e sobre os estágios de entrada destas.

As alterações sobre quais usinas entram ou não no cronograma planejado atingiu até 4% (no cenário de externalidade Alto para a demanda 1, Gráfico 11) do total adicionado em todo o horizonte de planejamento considerado, para o caso determinístico, e até 19% (no cenário de externalidade Alto, Gráfico 15) quando se considera apenas os 15 primeiros anos do cronograma de estratégia ótimo. Em ambos os casos, a parte mais significativa das modificações ocorreram sobre a priorização de pequenas hidrelétricas⁴⁸ e parques eólicos em detrimento de grandes hidrelétricas.

O estágio de entrada das usinas que fizeram parte do cronograma de investimentos dos planos e estratégias estabelecidos pelo modelo também sofreu influência da consideração dos serviços ambientais afetados. De maneira similar ao descrito no parágrafo anterior, mas em função da linha do tempo, houve um adiantamento na construção de pequenas usinas hidrelétricas, solares e eólicas (em uma média de até 18 meses, no cenário de externalidade Alto, Gráfico 12), assim como um atraso na construção de hidrelétricas com grandes áreas alagadas (em uma média de até seis anos, também no cenário de externalidade Alto, Gráfico 12).

Ainda, o custo total da expansão e operação do sistema elétrico brasileiro no horizonte considerado (30 anos) chegou a ser 2,8% menor (no cenário de externalidade Alto e demanda 2, Tabela 21) ao se considerar os custos ambientais na função objetivo do modelo de otimização. Parte desta economia está associada à menor demanda final, induzida pelo aumento do custo marginal percebido para a eletricidade. Todavia, a redução de menos do que 0,2% do crescimento projetado (100 MW em 84.351 MW de profundidade média da carga no último período do cenário considerado⁴⁹) corresponde a uma parcela (menor) da economia total, denominada aqui lucro ambiental líquido.

Dessa forma, os resultados sugerem que a metodologia proposta aperfeiçoa a análise quantitativa do planejamento da expansão da geração elétrica brasileira no longo prazo.

⁴⁷ O cenário base apresentado no Capítulo 6, representa o modelo MELP atual. Os cenários de externalidades Baixo, Médio e Alto, correspondem à sua versão modificada, aqui denominado de MAPE.

⁴⁸ O conceito aqui utilizado sobre pequenas, ou grandes, hidrelétricas se refere à razão entre o tamanho da área alagada e a potência média disponibilizada para o sistema. Esta relação é estipulada na Tabela 16.

⁴⁹ Nos outros cenários esta mudança não ultrapassou 0,5%.

A alteração nos valores relativos de custos financeiros e socioambientais poderia modificar significativamente os resultados aqui observados. Em especial, para a questão dos serviços ambientais, a arbitrariedade de alguns valores estipulados durante o processo de valoração da biodiversidade, o valor da vida estatística (dentro do contexto de emissão de particulado) e a grande variabilidade das estimativas do preço – ou custo – do carbono ao longo do tempo são importantes fatores incerteza e imprecisão. Pelo lado financeiro, o valor da moeda brasileira frente ao dólar⁵⁰, a curva de aprendizado para novas tecnologias, o tempo de construção de grandes empreendimentos e as taxas de juros aplicadas em empréstimos ao setor podem ter grande influência na realização futura de gastos na expansão e operação do parque elétrico brasileiro.

A escolha de diferentes taxas de desconto, para representar a importância relativa entre valores presentes e futuros, teria amplo efeito sobre os custos considerados e resultados obtidos, tanto pelo aspecto financeiro como pelo socioambiental. Uma vez que os serviços ambientais providos pelo meio em seu estado natural são mantidos ao longo do tempo, os valores de externalidades são bastante sensíveis a essa taxa de desconto. Optar por um valor baixo para esta taxa, por exemplo, faria com que os impactos provenientes do alagamento de áreas naturais para a construção de hidrelétricas apresentassem valores monetários bastante superiores aos aqui considerados. Entretanto, neste mesmo caso, observaríamos um aumento da disparidade do custo de geração hídrica, com altos investimentos, e de outras tecnologias, com maiores gastos operacionais. Portanto, em trabalhos futuros, os efeitos da variação daquela taxa sobre o planejamento do setor elétrico em longo prazo poderia ser explorado em diferentes cenários para o MAPE.

Os resultados obtidos apresentam uma baixa participação de termoeletricas no cronograma de expansão do parque elétrico projetado (Gráfico 5 e Gráfico 6), o que sugere que o processo de otimização utilizou hidrelétricas para preencher parte da ponta de carga do sistema. Diferente da atual formulação do MELP, em uso pela EPE, o MAPE não considera os diferentes períodos hidrológicos das grandes bacias hidrográficas brasileiras. Desta forma, o presente modelo considera uma condição hidrológica anual média para cada usina. A inserção desta dimensão pode melhorar a capacidade de representar as reais condições futuras de operação do sistema.

Em ambas as formulações, MELP e MAPE, as variáveis de geração hídrica ao longo dos anos são independentes entre si. Ou seja, a variação da geração de uma hidrelétrica j , no ano k e período hidrológico w , não influencia a capacidade desta mesma hidrelétrica (ou de usinas a jusante) em gerar energia no ano $k+1$, em qualquer período hidrológico, por exemplo. Ainda que, de maneira indireta, o cálculo da energia firme de

⁵⁰ Ainda que a análise de longo prazo utilize o dólar americano como referência, diminuindo o efeito do câmbio sobre as incertezas de custos, já que os principais maquinários e combustíveis têm a sua referência em valores internacionais, uma moeda nacional mais forte – ou mais fraca – tem grande influência sobre despesas com pessoal e efeitos de segunda ordem sobre o desenvolvimento de fornecedores nacionais de peças e equipamentos.

hidrelétricas considere essa componente, a representação dessa característica temporal, que hoje está presente somente nos modelos de curto e médio prazo, poderia ter grande impacto no planejamento de longo prazo de usinas hidrelétricas, especialmente sobre aquelas com alta capacidade de armazenamento e regulação plurianual. O extenso período de tempo entre a etapa de inventário e de operação dessas usinas justifica a inclusão daquela característica temporal em modelos de longo prazo. Esta alteração, porém, demandaria uma reformulação quase que total do modelo e, caso sejam mantidos os padrões atuais dos algoritmos de otimização, um enorme esforço computacional.

A significativa demanda computacional dos modelos matemáticos do setor elétrico está relacionada ao efeito exponencial de decisões dicotômicas (e.g.: 0 ou 1, sim ou não, liga ou desliga) nas formulações de programação utilizadas. Diferentes algoritmos podem diminuir o tempo de busca de uma solução ótima - ou alguma não muito distante desta – sob tais condições, porém, para uma satisfatória consideração de incertezas simultâneas em horizontes de tempo muito longos, talvez seja necessária uma alteração no tipo de formulação empregada⁵¹.

Os resultados obtidos explicitam uma relação não trivial⁵² entre o valor da externalidade e a inclusão, ou não, de uma determinada usina no plano de expansão do setor elétrico nacional no longo prazo. Desta forma, a inclusão de custos ambientais na função objetivo da modelagem da expansão no longo prazo é essencial para que solução proposta seja mais próxima do ótimo “social”.

⁵¹ Para ilustrar, recentemente no campo da mecânica quântica, a alteração no tipo de formulação de um problema tornou possível que um computador de uso pessoal resolvesse esse problema em dez vezes menos tempo do que um supercomputador (POMERANTSEV *et al.*, 2016).

⁵² Unidades de planejamento com alto impacto ambiental não são necessariamente retiradas do planejamento ou, pelo outro lado, aquelas “ambientalmente amigáveis” também não são forçosamente incluídas no planejamento. Todo o conjunto de restrições do setor elétrico, expressas pelo modelo, tem que ser levado em consideração para a priorização de usinas com menores impactos.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ADAMOWICZ, Wiktor et al. Stated preference approaches for measuring passive use values: choice experiments and contingent valuation. **American journal of agricultural economics**, v. 80, n. 1, p. 64-75, 1998.
- ALBUQUERQUE, Ulysses Paulino et al. Medicinal plants of the caatinga (semi-arid) vegetation of NE Brazil: a quantitative approach. **Journal of ethnopharmacology**, v. 114, n. 3, p. 325-354, 2007.
- ALVES, Laura Araujo; UTURBEY, Wadaed. Environmental degradation costs in electricity generation: The case of the Brazilian electrical matrix. **Energy Policy**, v. 38, n. 10, p. 6204-6214, 2010.
- ANDERSON, David R. et al. **Quantitative methods for business**. Cengage Learning, 2012.
- ANEEL, 2012. Agencia Nacional de Energia Elétrica, Banco de Informação de Geração. Disponível em: <<http://www.aneel.gov.br/15.htm>>. Acesso em: 7 de Outubro de 2013.
- ARROW, Kenneth J., DEBREU, Gerard. 1954. Existence of an Equilibrium for a Competitive Economy. *Econometrica* 22 (3): 265-290.)
- BANCO MUNDIAL. The World Bank Database. 2016. Disponível em: <http://data.worldbank.org/>. Acesso em: 7 out 2016, 10:00.
- BANCO MUNDIAL & ECOFYS, 2016. “Carbon Pricing Watch 2016” (May), Washington, DC.
- BARBIER, Edward B. Valuing ecosystem services as productive inputs. **Economic Policy**, v. 22, n. 49, p. 178-229, 2007.
- BENDERS, Jacques F. Partitioning procedures for solving mixed-variables programming problems. **Numerische mathematik**, v. 4, n. 1, p. 238-252, 1962.
- BICKEL, P.; FRIEDRICH, R. Externalities of Energy Methodology 2005 Update. **European Commission EUR**, v. 21951, 2005.
- BRAAT, L. C.; TEN BRINK, P. E.; KLOK, T. C. **The Cost of Policy Inaction: The case of not meeting the 2010 biodiversity target**. Alterra, 2008.
- BORBA, B. S. M. C. 2008. MODELAGEM INTEGRADA DA INTRODUÇÃO DE VEÍCULOS LEVES CONECTÁVEIS À REDE ELÉTRICA NO SISTEMA ENERGÉTICO BRASILEIRO. Tese de D.Sc, PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.

- BOVARNICK, Andrew et al. The Importance of Biodiversity and Ecosystems in Economic Growth and Equity in Latin America and the Caribbean: An economic valuation of ecosystems. **United Nations development programme**, 2010.
- BRASIL. *Decreto no 7.390, de 09 de dezembro de 2010*. Regulamenta os arts. 6o, 11 e 12 da Lei no 12.187, de 29 de dezembro de 2009, que institui a Política Nacional sobre Mudança do Clima - PNMC, e dá outras providências. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 10 de dezembro de 2010.
- BRASIL. *Decreto no 72.707, de 28 de agosto de 1973*. Promulga o Tratado entre a República Federativa do Brasil e a República do Paraguai, para o Aproveitamento Hidrelétrico dos Recursos Hídricos do Rio Paraná, Pertencentes em Condomínio aos dois Países, desde e inclusive o Salto Grande de Sete Quedas ou Salto de Guaira até a Foz do Rio Iguaçu, bem como as seis Notas trocadas entre os Ministros da Relações Exteriores dos dois países. Brasília, 28 de agosto de 1973.
- CARVALHO, Cláudio Bezerra de. **Avaliação crítica do planejamento energético de longo prazo no Brasil, com ênfase no tratamento das incertezas e descentralização do processo**. 2005. Tese de Doutorado. tese de doutorado em planejamento de sistemas energéticos, FEM/Unicamp, Campinas.
- CEPEL, 2008. Optimization Models for Operational Planning of the Brazilian Hydrothermal System. Workshop Internacional CCEE – Formação de Preço de Energia Elétrica no Mercado de Curto Prazo. São Paulo.
- COSTANZA, Robert et al. The Value of the World's Ecosystem Services and Natural Capital (1997). **The Globalization and Environment Reader**, p. 117, 2016.
- COSTELLO, Christopher; WARD, Michael. Search, bioprospecting and biodiversity conservation. **Journal of environmental economics and management**, v. 52, n. 3, p. 615-626, 2006.
- DAILY, Gretchen. **Nature's services: societal dependence on natural ecosystems**. Island Press, 1997.
- DAMÁZIO, J. M., S. H. PIRES, F. S. COSTA, e F. P. NEVES. Sistema de Inventário Hidroelétrico de Bacias Hidrográficas-SINV versão 3.1-Manual de Metodologia. CEPEL, Rio de Janeiro, 1998.
- DE GROOT, Rudolf S.; WILSON, Matthew A.; BOUMANS, Roelof MJ. A typology for the classification, description and valuation of ecosystem functions, goods and services. **Ecological economics**, v. 41, n. 3, p. 393-408, 2002.
- DEDEURWAERDERE, Tom. From bioprospecting to reflexive governance. **Ecological economics**, v. 53, n. 4, p. 473-491, 2005.

- Du, Y., Parsons, J.E., 2009. Update on the Cost of Nuclear Power. MIT Center for Energy and Environmental Policy Research. Working Paper: WP-2009-004.
- ELETROBRÁS – CENTRAIS ELÉTRICAS, S. A. Metodologia de valoração das externalidades ambientais da geração hidrelétrica e termelétrica com vistas à sua incorporação no planejamento de longo prazo do setor elétrico. 2000.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030. Rio de Janeiro, 2007.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Anuário estatístico de energia elétrica 2013. Rio de Janeiro, 2013.
- EPE, Empresa de Pesquisa Energética, Plano Nacional de Energia 2050, Demanda de Energia. Nota Técnica DEA 13/15. Rio de Janeiro, Brasil, 2016.
- FEARNSIDE, Philip M. Greenhouse gas emissions from hydroelectric dams: Reply to Rosa et al. **Climatic Change**, v. 75, n. 1, p. 103-109, 2006.
- FONSECA-AZEVEDO, Karina; HERCULANO-HOUZEL, Suzana. Metabolic constraint imposes tradeoff between body size and number of brain neurons in human evolution. **Proceedings of the National Academy of Sciences**, v. 109, n. 45, p. 18571-18576, 2012.
- FRANKL, Paolo et al. Technology roadmap: solar photovoltaic energy. **International Energy Association**, 2010.
- FREEMAN III, A. Myrick. The measurement of environmental and resource values: theory and methods. **Resources for the Future, Washington DC**, 2003.
- GANDELMAN, Dan Abensur. **Projetos de Eólicas e Solar Fotovoltaicas** [mensagem pessoal]. Mensagem recebida por <henriquesantos@ppe.ufrj.br> em 25 set. 2014
- GOMES, Almério de Castro et al. Ecologia de *Anopheles (Nyssorhynchus) darlingi* Root em área de implantação de empreendimento hidrelétrico, na divisa dos Estados do Mato Grosso do Sul e São Paulo. **Revista da Sociedade Brasileira de Medicina Tropical**, v. 43, n. 3, p. 272-276, 2010.
- GORENSTIN, B.G., CAMPODONICO, N.M., COSTA, J.P., PEREIRA, M.V.F. Power System Expansion Planning Under Uncertainty. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 8, n. 1 (Fev), pp. 129-136, 1993.
- GUSMÃO, Marcos Vinícius et al. O programa de eletrificação rural" Luz no Campo": resultados iniciais. **Proceedings of the 4th Encontro de Energia no Meio Rural**, 2002.

- HOLDREN, John P.; EHRLICH, Paul R. Human Population and the Global Environment: Population growth, rising per capita material consumption, and disruptive technologies have made civilization a global ecological force. **American scientist**, v. 62, n. 3, p. 282-292, 1974.
- IBGE, Censo Demográfico, 2011. Disponível em: www.censo2010.ibge.gov.br. Acesso em: 5 jul 2016.
- IBGE, Projeção da população por sexo e idades simples - 2000/2060. Rio de Janeiro, 2013.
- IBGE, Banco de Dados: Biomas e Cobertura Vegetal. Disponível em: <ftp://geoftp.ibge.gov.br/cartas_e_mapas/>. Acessado em: 19/08/2011.
- IEA, 2008. International Energy Agency, World Energy Outlook. France.
- IPCC, 2007. Climate Change 2007. The physical science basis. Contribution of working group I to the fifth assessment report of the intergovernmental panel on climate change. 2007.
- IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada, 2014. IPEADATA: dados macroeconômicos e regionais. Disponível em: <<http://www.ipeadata.gov.br>> Acessado em: Janeiro de 2014.
- ILOG. CPLEX 11.0 Users Manual. ILOG SA, França: 2003.
- JANUZZI, G. M., J. N. P. SWISHER. 1997. **Planejamento Integrado de Recursos Energéticos**. Editores Associados. Campinas, SP.
- KEENEY, Ralph L.; RAIFFA, Howard. Decisions with multiple objectives: preferences and value trade-offs. Cambridge University Press, 1993.
- KENFACK F, GUINET A, NGUNDAM JM. Investment planning for electricity generation expansion in a hydro dominated environment. **Int. J. Energy Res.** 2001; 25: 927.
- LISBOA, M.L., et al., 2003, “MELP – Modelo de Planejamento da Expansão de Longo Prazo do Sistema de Geração e Troncos de Interligação de Sistemas Elétricos”. In: V Congresso Latino – Americano de Geração e Transmissão de Eletricidade. São Pedro, SP, Brasil.
- LUCENA, A. F. P., SCHAEFFER, R., SZKLO, A. S., BORBA, B. S. M. C., 2010b. Estudo de Vulnerabilidade do Sistema Hidroelétrico Brasileiro às Mudanças Climáticas. Relatório Executivo. COPPE/PPE/UFRJ. Brasil.

- MACHADO JÚNIOR, Z. S., Modelo da Expansão da Geração a Longo Prazo Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento. Dissertação de M.Sc., COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, Brasil, 2000.
- MACHADO JÚNIOR, Z.S., MACULAN, N., COSTA, J.P., et al., “Planejamento da Expansão da Oferta de Energia Elétrica Considerando Incertezas e Garantia de Suprimento”, VIII Simpósio de Especialistas em Planejamento da Operação e Expansão Elétrica”, Brasília, DF, Brasil, 2002.
- MADRIGAL BALLESTERO, Róger; ALPÍZAR RODRÍGUEZ, Francisco. Diseño y gestión adaptativa de un programa de pagos por servicios ecosistémicos en Copán Ruinas, Honduras. 2008.
- MARX, Karl. Capital: a critique of political economy, trad. Ben Fowkes. **Intro. ernest Mandel**, v. 1, 1976.
- MATOS VL, FINARDI EC. A computational study of a stochastic optimization model for long term hydrothermal scheduling. Int J Elect Power Energy Syst 2012; 43:1443–52.
- MAZUR, Allan. Does increasing energy or electricity consumption improve quality of life in industrial nations?. **Energy Policy**, v. 39, n. 5, p. 2568-2572, 2011.
- MCT, 2006. Ministério de Ciência e Tecnologia, *Primeiro Inventário Brasileiro de Emissões Antrópicas de Gases de Efeito Estufa - Emissões e Remoções de Dióxido de Carbono por Conversão de Florestas e Abandono de Terras Cultivadas do Ministério da Ciência e Tecnologia*. Brasília. Brasil.
- MEA, Millennium ecosystem assessment. **Ecosystems and Human Well-Being: Synthesis**, Published by World Resources Institute, Washington, DC, 2005.
- MEDEIROS, Alexandre Molica, 2003. Bases metodológicas para a incorporação da variável ambiental no planejamento da expansão termelétrica no Brasil. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.
- MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE. Secretaria de Biodiversidade e Florestas. **Biodiversidade brasileira; avaliação e identificação de áreas e ações prioritárias para conservação, utilização sustentável e repartição dos benefícios da biodiversidade nos biomas brasileiros**. Brasília, 2002.
- MME – Ministério de Minas e Energia, *Balanço Energético Nacional* 2009. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE – Empresa de Pesquisa Energética, 2010.
- MOREIRA, A.R.B, Modelo Multissetorial de Consistência. IPEA, 1991. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/pub/td/1991/td_0217.pdf>. Acesso em: 24 de agosto de 2014.

- MOTTA, Ronaldo Seroa. **Economia ambiental**. FGV Editora, 2006.
- NIKOPOULOU, Zoi; CULLINANE, Kevin; JENSEN, Arne. The role of a cap-and-trade market in reducing NO_x and SO_x emissions: Prospects and benefits for ships within the Northern European ECA. **Proceedings of the Institution of Mechanical Engineers, Part M: Journal of Engineering for the Maritime Environment**, v. 227, n. 2, p. 136-154, 2013.
- PINTO, Nathalia Dreyer Breitenbach, 2013. ANÁLISE COMPARATIVA ENTRE O REFLORESTAMENTO E OUTRAS ALTERNATIVAS DE MITIGAÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA NO ESTADO DO RIO DE JANEIRO. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.
- NUNES, Paulo ALD; VAN DEN BERGH, Jeroen CJM. Economic valuation of biodiversity: sense or nonsense?. **Ecological economics**, v. 39, n. 2, p. 203-222, 2001.
- OLIVEIRA, G.C., COSTA, J.P., 2005, “Seleção de Cenários de Vazões via Componentes Principais para o Planejamento da Operação”, XVI Simpósio Brasileiro de Recursos Hídricos. João Pessoa, PB, Brasil, 20-24 Novembro.
- OLIVEIRA, Washington Luis de. **Ecologia Populacional e extrativismo de frutos de Caryocar brasiliense Camb. no Cerrado no norte de Minas Gerais**. 2009. Tese de Doutorado. Universidade de Brasília.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2009. “Mapas do SIN”. Disponível em: <http://www.ons.com.br/conheca_sistema>. Acesso em: 24 de agosto de 2014.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2010. “Dados Relevantes 2009”. Disponível em: <http://www.ons.com.br/biblioteca_virtual/>. Acesso em: 13 de setembro de 2013.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2014. “Dados Relevantes 2013”. Disponível em: <http://www.ons.com.br/biblioteca_virtual/>. Acesso em: 24 de agosto de 2014.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2014. “Carga de Energia”. Disponível em: <http://www.ons.org.br/historico/carga_propria_de_energia_out.aspx>. Acesso em: 20 de outubro de 2016.
- ONS – Operador Nacional do Sistema Elétrico, 2014. “Boletim Diário da Operação”. Disponível em: <http://www.ons.org.br/resultados_operacao/SDRO/Diario/index.htm>. Acesso em: 14 de janeiro de 2017.

- ORTIZ, Ramon Arigoni; MOTTA, Ronaldo Seroa da; FERRAZ, Claudio. A estimação do valor ambiental do Parque Nacional do Iguaçu através do método de custo viagem. 2000.
- ORTIZ, Ramon Arigoni; MARKANDYA, Anil; HUNT, Alistair. Willingness to pay for mortality risk reduction associated with air pollution in São Paulo. **Revista Brasileira de Economia**, v. 63, n. 1, p. 3-22, 2009.
- OSTRO, Bart D. Air pollution and morbidity revisited: a specification test. **Journal of Environmental Economics and Management**, v. 14, n. 1, p. 87-98, 1987.
- OSTRO, Bart D. **Estimating the health effects of air pollutants: a method with an application to Jakarta**. World Bank Publications, 1994.
- PASTERNAK, Alan D. Global energy futures and human development: a framework for analysis. **US Department of Energy, Oak Ridge**, 2000.
- PEARCE, David W.; TURNER, R. Kerry. **Economics of natural resources and the environment**. JHU Press, 1990.
- PEREIRA, Amaro. O., 2010. MELP - Modelo de Expansão de Longo Prazo: Dados das Térmicas [mensagem pessoal]. Arquivo digital [.dat] recebido em: 30/11/2010.
- PETERS, Charles; GENTRY, Alwyn; MENDELSON, Robert. Valuation of an Amazonian rainforest. 1989.
- POMERANTSEV, V. N. et al. Fast GPU-based calculations in few-body quantum scattering. **Computer Physics Communications**, v. 204, p. 121-131, 2016.
- PINEDO-VASQUEZ, Miguel; ZARIN, Daniel; JIPP, Peter. Economic returns from forest conversion in the Peruvian Amazon. **Ecological Economics**, v. 6, n. 2, p. 163-173, 1992.
- POSTEL, Sandra L.; THOMPSON, Barton H. Watershed protection: Capturing the benefits of nature's water supply services. In: **Natural Resources Forum**. Blackwell Publishing, Ltd., 2005. p. 98-108.
- PWC, 2014. Global Economy Watch, Economic projections. Disponível em: <<http://www.pwc.com/gx/en/issues/economy/global-economy-watch/projections.jhtml>> Acessado em: 24/01/2014.
- RABL, A.; SPADARO, J. V. The Riskpoll Software. 2004.
- REIS, L.B., et al., 2005, "Desenvolvimento de Sistema para Mensuração das Externalidades de Projetos de Linhas de Transmissão", In: *Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*, Curitiba, Paraná, Brasil, 16 a 21 Outubro.

- REZNIK, Gabriela; PIRES, J. P. A.; FREITAS, Leandro. Efeito de bordas lineares na fenologia de espécies arbóreas zoocóricas em um remanescente de Mata Atlântica. **Acta Botanica Brasilica**, v. 26, n. 1, p. 65-73, 2012.
- RAFAJ, Peter; KYPREOS, Socrates. Internalisation of external cost in the power generation sector: Analysis with Global Multi-regional MARKAL model. **Energy Policy**, v. 35, n. 2, p. 828-843, 2007.
- RODRIGUES, Rodrigo Marques. **CÁLCULO DE PARÂMETROS E CUSTOS EM LPNE**. 2010. Tese de Doutorado. Universidade Federal do Rio de Janeiro.
- ROVERE, E. L. 1986. Um Enfoque alternativo para o planejamento energético. Revista ABG.
- ROSA, L.P., SCHECHTMAN, R., 1996, “Avaliação de Custos Ambientais da Geração Termelétrica: inserção de variáveis ambientais no planejamento da expansão do setor elétrico”, *Cadernos de Energia*, v. 2, n. 9 (Mar), pp. 159-256.
- ROSA, Luiz Pinguelli et al. Scientific errors in the Fearnside comments on greenhouse gas emissions (GHG) from hydroelectric dams and response to his political claiming. **Climatic Change**, v. 75, n. 1, p. 91-102, 2006.
- ROZA, B. C., 2012. VALORAÇÃO ECONÔMICA DE IMPACTOS AMBIENTAIS ASSOCIADOS À GERAÇÃO HIDRELÉTRICA. Projeto de Final de Curso de Graduação, Engenharia Ambiental/UFRJ. Brasil.
- ROTH, Ian F.; AMBS, Lawrence L. Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing. **Energy**, v. 29, n. 12, p. 2125-2144, 2004.
- SANTOS, H. L. 2008. INSERÇÃO DOS CUSTOS AMBIENTAIS EM UM MODELO DE EXPANSÃO DA GERAÇÃO A LONGO PRAZO. Dissertação de M.Sc, PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.
- SANTOS, Henrique L.; LEGY, Luiz FL. A model for long-term electricity expansion planning with endogenous environmental costs. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 51, p. 98-105, 2013.
- SAMUELSON, Paul A. The pure theory of public expenditure. **The review of economics and statistics**, p. 387-389, 1954.
- SARAIVA, Nicholas; SAWYER, Donald. Análise do potencial econômico e socioambiental do artesanato do buriti em comunidades tradicionais nos Lençóis Maranhenses. **VII Encontro da Sociedade Brasileira de Economia Ecológica, Fortaleza**, v. 28, 2007.

- SATHIRATHAI, Suthawan; BARBIER, Edward B. Valuing mangrove conservation in southern Thailand. **Contemporary Economic Policy**, v. 19, n. 2, p. 109-122, 2001.
- SEIDL, Andrew F.; MORAES, Andre Steffens. Global valuation of ecosystem services: application to the Pantanal da Nhecolândia, Brazil. **Ecological economics**, v. 33, n. 1, p. 1-6, 2000.
- SCHAEFFER, R. (org), LUCENA, A.F.P. and SZKLO, A.S, 2008. **Climate Change and Energy Security** – Relatório Técnico. PPE/COPPE/UFRJ.
- SCHMIDT, Cristiane Alkmin Junqueira; LIMA, Marcos AM. A demanda por energia elétrica no Brasil. **Revista brasileira de economia**, v. 58, n. 1, p. 68-98, 2004.
- SIRIKUM, Jiraporn; TECHANITISAWAD, Anulark; KACHITVICHYANUKUL, Voratas. A new efficient GA-benders' decomposition method: For power generation expansion planning with emission controls. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 22, n. 3, p. 1092-1100, 2007.
- SILVA, R. P., 2007. ALOMETRIA, ESTOQUE E DINÂMICA DA BIOMASSA DE FLORESTAS PRIMÁRIAS E SECUNDÁRIAS NA REGIÃO DE MANAUS (AM). Tese de D.Sc., INPA/UFAM. Brasil.
- SOUSA, W. L., 2000. IMPACTO AMBIENTAL DE HIDRELÉTRICAS: UMA ANÁLISE COMPARATIVA DE DUAS ABORDAGENS. Tese de M.Sc., PPE/COPPE/UFRJ. Brasil.
- SPADARO, J. V. RiskPoll manual and reference documentation (version 1.05). **Impact assessment tools to estimate the health and environmental risks from exposure to routine atmospheric emissions**, 2004.
- STERN, Nicholas Herbert. **The economics of climate change: the Stern review**. cambridge University press, 2007.
- SUGAI, Helio Mitsuo, Milton Francisco dos SANTOS JUNIOR, e Fernando Giacomini MACHADO. MANUAL DE INVENTÁRIO HIDRELÉTRICO DE BACIAS HIDROGRÁFICAS. VI SIMPÓSIO BRASILEIRO SOBRE PEQUENAS E MÉDIAS CENTRAIS HIDRELÉTRICAS T22 - A03 (Abril). 2008.
- SUKHDEV, Pavan et al. The economics of ecosystems and biodiversity. **European Communities**, p. 3, 2008.
- TOLMASQUIM, M.T., “Environmental valuation for long-term strategic planning — the case of the Brazilian power sector”, *Ecological Economics*, n. 37, pp. 39–51, 2001.
- TOLMASQUIM, M.T. (Coordenador), *Geração de energia elétrica no Brasil*,

Rio de Janeiro, Interciência: CENERGIA), 2005.

TOLMASQUIM, Mauricio Tiomno. Perspectivas e planejamento do setor energético no Brasil. **Estudos avançados**, v. 26, n. 74, p. 247-260, 2012.

TORRAS, Mariano. The total economic value of Amazonian deforestation, 1978–1993. **Ecological economics**, v. 33, n. 2, p. 283-297, 2000.

TRITSCH, Isabelle; LE TOURNEAU, François-Michel. Population densities and deforestation in the Brazilian Amazon: New insights on the current human settlement patterns. **Applied Geography**, v. 76, p. 163-172, 2016.

TYRVÄINEN, Liisa; MIETTINEN, Antti. Property prices and urban forest amenities. **Journal of environmental economics and management**, v. 39, n. 2, p. 205-223, 2000.

VAN der PLOEG, S. de GROOT, R.S. The TEEB Valuation Database – a searchable database of 1310 estimates of monetary values of ecosystem services. Foundation for Sustainable Development, Wageningen, The Netherlands, 2010.

VAN DER ZWAAN, Bob CC et al. Endogenous technological change in climate change modelling. *Energy economics*, v. 24, n. 1, p. 1-19, 2002.

VARIAN, Hal R. Microeconomia-princípios básicos. Elsevier Brasil, 2006.

WALLACE, Ken J. Classification of ecosystem services: problems and solutions. **Biological conservation**, v. 139, n. 3, p. 235-246, 2007.

WATSON, R. T, M. C ZINYOWERA, e R. H MOSS. 1996. Technologies, policies and measures for mitigating climate change. IPCC.

ANEXO I: FORMULAÇÃO DO MODELO

A formulação do modelo foi realizada em dois arquivos:

- <MAPE.mod> : Arquivo em linguagem AMPL que formula o problema de Minimax da expansão da geração elétrica.
- <MAPE.run> : Arquivo em linguagem própria de definição de *script* para modelos em AMPL. Define a entrada e saída de dados, assim como estabelece o processo iterativo de atualização da demanda em função do Custo Marginal de Expansão (CME) do problema otimizado.

<MAPE.mod>

```
### SETS ###

set SIST;
# subsistemas

set LINHA;
# linhas de transmissao
    set LEX    within {LINHA};
#linhas de transmissao existentes
    set L_SUB within
        {SIST,SIST,LINHA};
# conexao gerada pela linha (ida e volta)

set HIDRO;
# usinas hidreletricas
    set MOT within {HIDRO};
# projeto de motorizacao adicional
    set H_SUB within {SIST,HIDRO};
# subsistema da planta de geracao
set TERMO;
# usinas termoeletricas
    set T_SUB within {SIST,TERMO};
# subsistema da planta de geracao
set PLANTA = HIDRO union TERMO;
# plantas de geracao
    set PEX    within {PLANTA};
# plantas existentes

set CEN_D ordered;           # cenario de demanda
set CEN_E ordered;           # cenario ambiental

### PARAMETERS ###

param T > 0;
# estagio de tempo do planejamento
param PA > 0;
# patamar de carga
```

```

param dur {1..PA} >=0, <=1;
# duracao do patamar

param p_min {PLANTA} >=0;
# potencia minima da usina
param p_max {j in PLANTA} >= p_min[j];
# potencia maxima da usina (potencia nominal x fator de capacidade)
param c_inv {PLANTA} >=0;
# custo de investimento do projeto (CAE)
param c_aprend {PLANTA,1..T} >=0, default 1;
# percentual de custo em função do custo inicial

param e_med {HIDRO} >=0;
# energia media maxima
param e_firme {HIDRO} >=0;
# energia firme (periodo critico)
param h_mot {HIDRO} >=0;
# potencia adicionada por motorizacao adicional
param c_mot {HIDRO} >=0;
# custo de investimento da motorização adicional (CAE)

param f_part {TERMO} >=0;
# fator de participacao da termica (excluindo paradas obrigatórias)
param f_partk {TERMO} >=0;
# fator de participacao da termica em periodo critico (excluindo
paradas obrigatórias)
param f_min {TERMO} >= 0;
# fator de capacidade obrigatorio da termica para ponta
param e_max {TERMO} >=0;
# energia maxima produzida pela termica
param e_min {TERMO} >=0;
# energia minima produzida pela termica
param c_op {TERMO};
# custo de operação da termica
param c_def {SIST,1..PA} >=0;
# custo do deficit

param l_cap {LINHA} >=0, default 0;
# capacidade de intercambio da linha
param l_efic {LINHA} >=0;
# eficiencia de transmissao
param c_lin {LINHA} >=0;
# custo de investimento da linha (CAE)

param amb_h {HIDRO,CEN_E} >=0, default 0;
# custo ambiental de construcao de hidreletricas (CAE)
param amb_t {TERMO,CEN_E} >=0, default 0;
# custo ambiental de operacao da termica
param amb_l {LINHA,CEN_E} >=0, default 0;
# custo ambiental de construção da linha de operação (CAE)

param demanda
    {CEN_D,SIST,1..T,1..PA} >=0;
# demanda eletrica
param demanda_bau
    {CEN_D,SIST,1..T,1..PA} >=0;
# demanda eletrica BAU
param demanda_alt
    {CEN_D,SIST,1..T,1..PA} >=0;

```



```

# demanda eletrica Alternativa
param demanda_mape
    {CEN_D,SIST,1..T,1..PA} >=0;
# demanda eletrica resultante do CME e Elasticidade
param demanda_e
    {CEN_E,CEN_D,SIST,1..T,1..PA} >=0;
# demanda eletrica resultante do CME e Elasticidade Final
param part_demanda {SIST} >=0;
# participacao demanda nacional
param demanda_tot
    {CEN_E,CEN_D,1..T} >=0;
# demanda total

param taxa > 0;
# taxa de desconto
param dif_limite > 0;
# limite da diferenca entre dois cenarios para uma estrategia
param ddif_limite > 0;
# limite da diferenca entre a demanda projetada e a calculada em
função do CME
param intervalo > 0;
# duracao do intervalo entre dois estagios, em anos
param elasticidade;
# elasticidade preço demanda para energia eletrica
param fator_dif {CEN_D};
# calculo da diferenca entre cenarios
param marginal > 0;
# crescimento marginal da demanda para calculo de CME
param penalizacao > 0;
# penalização pelo não atendimento da demanda em período crítico

param ex_rod {SIST} >= 0;
# exibe cenário da rodada
param de_rod {SIST} >= 0;
# exibe cenário demanda da rodada
param n_rod {CEN_E,CEN_D} >= 0;
# exibe numero de iteracoes

param custo_c {CEN_D, CEN_E} >= 0;
# custo otimo do cenário
param Ecusto_c {CEN_D, CEN_E} >= 0;
# custo otimo da estratégia para cada cenário
param custo_e {CEN_D, CEN_E, CEN_E} >= 0;
# externalidades do cenário
param plan_pc {CEN_D, CEN_E, PLANTA} >= 0;
# estagio de construcao da planta de geracao
param plan_lc {CEN_D, CEN_E, LINHA} >= 0;
# estagio de construcao da linha de transmissao
param plan_gc {CEN_D, CEN_E, MOT} >= 0;
# estagio de construcao da motorizacao adicional
param CME {CEN_E, CEN_D} >= 0;
# custo marginal de expansao
param CME_alt {CEN_E, CEN_D} >= 0;
# custo marginal de expansao alternativa

### VARIABLES ###

var Con_p {PLANTA,1..T,CEN_D} binary;
# construcao da planta de geracao

```

```

var Con_l {LINHA,1..T,CEN_D} binary;
# construçao da linha de transmissao
var Con_g {MOT,1..T,CEN_D} binary;
# construçao do projeto de motorizacão adicional

var Prod_p {PLANTA,1..T,1..PA,CEN_D} >=0;
# energia produzida pela planta de geracao
var Prod_g {HIDRO,1..T,1..PA,CEN_D} >=0;
# energia produzida pelo projeto de motorizacão adicional
var Def {SIST,1..T,1..PA,CEN_D} >=0;
# deficit de energia

var Prod_pk {PLANTA,1..T,1..PA,CEN_D} >=0;
# energia produzida pela planta de geracao em periodo critico
var Prod_gk {HIDRO,1..T,1..PA,CEN_D} >=0;
# energia produzida pelo projeto de motorizacão adicional geracao em
periodo critico
var Defk {SIST,1..T,1..PA,CEN_D} >=0;
# deficit de energia em periodo critico

var Pmax_t {te in TERMO,t in 1..T,c in CEN_D} >=0;
# potencia maxima produzida pela termica
var Pmax_tk {te in TERMO,t in 1..T,c in CEN_D} >=0;
# potencia maxima produzida pela termica em periodo critico

var Trans_l {LINHA,SIST,SIST,1..T,1..PA,CEN_D} >=0;
# intercambio da linha de transmissao
var Trans_lk {LINHA,SIST,SIST,1..T,1..PA,CEN_D} >=0;
# intercambio da linha de transmissao em periodo critico

var eCon_p {p in PLANTA,t in 1..T,c in CEN_D} =
    sum {k in 1..t}
    Con_p [p,k,c];
    # existencia da planta de geracao
var eCon_l {l in LINHA,t in 1..T,c in CEN_D} =
    sum {k in 1..t}
    Con_l [l,k,c];
    # existencia da linha de transmissao
var eCon_g {g in MOT,t in 1..T,c in CEN_D} =
    sum {k in 1..t}
    Con_g [g,k,c];
    # existencia do projeto de motorizacão adicional

var Custo_c {c in CEN_D,e in CEN_E} =
    sum {t in 1..T}
    (1/((1+taxa)^t))*
    ((sum {h in HIDRO}
    ((c_inv[h]+amb_h[h,e])*eCon_p[h,t,c]
    *c_aprend[h,t]))+

    (sum {g in MOT}
    (c_mot[g]*eCon_g[g,t,c]
    *c_aprend[g,t]))+

    # custos de Investimento (CAE)

    (sum {te in TERMO}
    (c_inv[te]*eCon_p[te,t,c]
    *c_aprend[te,t]))+

    (sum {l in LINHA}

```

```

((c_lin[l]+amb_l[l,e])*eCon_l[l,t,c]))+
    (sum {to in TERMO}
        ((c_op[to]+amb_t[to,e])*
# custos de Operação

        (sum {pa in 1..PA}
            Prod_p[to,t,pa,c])))+
        (sum {w in SIST}
            (sum {pa in 1..PA}
                (c_def[w,pa]*
                    (penalizacao*Defk[w,t,pa,c]+
                        Def[w,t,pa,c])))));

var MaxArrepend {CEN_E} >= 0;
# maximo arrependimento possível

### OBJECTIVE ###

minimize Custo {c in CEN_D, e in CEN_E}: Custo_c [c,e];

minimize Minimax {e in CEN_E}: MaxArrepend[e];

### CONSTRAINS ###

subject to Invest_p {p in PLANTA, t in 1..T, c in CEN_D}:
    eCon_p [p,t,c] <=1;
subject to Invest_l {l in LINHA, t in 1..T, c in CEN_D}:
    eCon_l [l,t,c] <=1;
subject to Invest_g {g in MOT, t in 1..T, c in CEN_D}:
    eCon_g [g,t,c] <=1;

# cada usina somente pode ser construida uma vez

### AVERAGE CONDITIONS ###

subject to Demanda_Med {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA, c in
CEN_D}:
    (sum {(i,h) in H_SUB}
        Prod_p[h,t,pa,c])+

# atendimento as condicoes de demanda media
    (sum {(i,g) in H_SUB}
        Prod_g[g,t,pa,c])+
    (sum {(i,te) in T_SUB}
        Prod_p[te,t,pa,c])+
    (Def[i,t,pa,c])+
    (sum {j in SIST, l in LINHA}
        (l_efic[l]*Trans_l[l,j,i,t,pa,c]-
            Trans_l[l,i,j,t,pa,c]))
    >= dur[pa]*demanda[c,i,t,pa];

subject to Limite_Hidraulico {h in HIDRO, t in 1..T, c in CEN_D}:
    -eCon_p[h,t,c]*e_med[h]+
    (sum {pa in 1..PA}

# limites energeticos das UHE (para cada estágio)

```

```

Prod_p[h,t,pa,c))+
(sum {pa in 1..PA}
  Prod_g[h,t,pa,c]) <= 0;

subject to Limite_PotMin_Hidro {h in HIDRO, t in 1..T, pa in 1..PA, c
in CEN_D}:
  -eCon_p[h,t,c]*p_min[h]*dur[pa]+
# limite minimo de potencia em cada patamar
  Prod_p[h,t,pa,c] >= 0;

subject to Limite_PotMax_Hidro {h in HIDRO, t in 1..T, pa in 1..PA, c
in CEN_D}:
  -eCon_p[h,t,c]*p_max[h]*dur[pa]+
# limite maximo de potencia em cada patamar
  Prod_p[h,t,pa,c] <= 0;

subject to Limite_PotMax_Mot {g in MOT, t in 1..T, pa in 1..PA, c in
CEN_D}:
  -eCon_g[g,t,c]*h_mot[g]*dur[pa]+
limite de potencia por motorizacao adicional
  Prod_g[g,t,pa,c] <= 0;

subject to Limite_TermicoMin {te in TERMO, t in 1..T, c in CEN_D}:
  -eCon_p[te,t,c]*e_min[te]+
  (sum {pa in 1..PA} Prod_p[te,t,pa,c]) >= 0;
# limites energeticos minimos das UTE (para cada estágio)

subject to Limite_TermicoMax {te in TERMO, t in 1..T, c in CEN_D}:
  -eCon_p[te,t,c]*e_max[te]+
  (sum {pa in 1..PA} Prod_p[te,t,pa,c]) <= 0;
# limites energeticos máximos das UTE (para cada estágio)

subject to Limite_PotMin_Termo {te in TERMO, t in 1..T, pa in 1..PA, c
in CEN_D}:
  -eCon_p[te,t,c]*p_min[te]*dur[pa]+
# limite minimo de potencia em cada patamar
  Prod_p[te,t,pa,c] >= 0;

subject to Limite_PotMax_Termo {te in TERMO, t in 1..T, pa in 1..PA, c
in CEN_D}:
  -eCon_p[te,t,c]*
    (f_part[te]*p_max[te]+
    (1-f_part[te])*p_min[te])*dur[pa]+
# limite máximo de potencia em cada patamar
  Prod_p[te,t,pa,c] <= 0;

subject to Termo_Max {te in TERMO, t in 1..T, pa in 1..PA, c in CEN_D}:
  -Pmax_t[te,t,c]*dur[pa]+
  Prod_p[te,t,pa,c] <= 0;
# toma a maior potencia, para todo pa, gerada pela termica em t

subject to Operacao_Ponta {te in TERMO, t in 1..T, pa in 1..PA, c in
CEN_D}:
  -f_min[te]*Pmax_t[te,t,c]*dur[pa]+
  Prod_p[te,t,pa,c] >= 0;
# limita a operacao de base para permitir a operacao de ponta

```

```

subject to Cap_Transmissao {i in SIST,j in SIST,l in LINHA, t in
1..T,pa in 1..PA,c in CEN_D}:
    -eCon_l[l,t,c]*l_cap[l]*dur[pa]+
    Trans_l[l,i,j,t,pa,c] <= 0;
# limite máximo de potencia transmitida entre subsistemas em cada
patamar

### CRITICAL CONDITIONS ###

subject to Demanda_Krit {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA, c in
CEN_D}:
    (sum {(i,h) in H_SUB}
        Prod_pk[h,t,pa,c]))+
# atendimento as condicoes de demanda media
    (sum {(i,g) in H_SUB}
        Prod_gk[g,t,pa,c]))+
    (sum {(i,te) in T_SUB}
        Prod_pk[te,t,pa,c]))+
    (Defk[i,t,pa,c]))+
    (sum {j in SIST, l in LINHA}
        (l_efic[l]*Trans_lk[l,j,i,t,pa,c]-
        Trans_lk[l,i,j,t,pa,c]))
    >= dur[pa]*demanda[c,i,t,pa];

subject to Limite_HidraulicoK {h in HIDRO, t in 1..T, c in CEN_D}:
    -eCon_p[h,t,c]*e_firme[h]+
    (sum {pa in 1..PA}
        Prod_pk[h,t,pa,c]))+
    (sum {pa in 1..PA}
        Prod_gk[h,t,pa,c])) <= 0;

# limites energeticos das UHE (para cada estágio)

subject to Limite_PotMin_HidroK {h in HIDRO, t in 1..T, pa in 1..PA,c
in CEN_D}:
    -eCon_p[h,t,c]*p_min[h]*dur[pa]+

# limite minimo de potencia em cada patamar
    Prod_pk[h,t,pa,c] >= 0;

subject to Limite_PotMax_HidroK {h in HIDRO, t in 1..T, pa in 1..PA,c
in CEN_D}:
    -eCon_p[h,t,c]*p_max[h]*dur[pa]+

# limite maximo de potencia em cada patamar
    Prod_pk[h,t,pa,c] <= 0;

subject to Limite_PotMax_MotK {g in MOT, t in 1..T, pa in 1..PA,c in
CEN_D}:
    -eCon_g[g,t,c]*h_mot[g]*dur[pa]+

# limite de potencia por motorizacao adicional
    Prod_gk[g,t,pa,c] <= 0;

subject to Limite_TermicoMinK {te in TERMO, t in 1..T, c in CEN_D}:
    -eCon_p[te,t,c]*e_min[te]+
    (sum {pa in 1..PA} Prod_pk[te,t,pa,c])) >= 0;
# limites energeticos das UTE (para cada estágio)

```

```

subject to Limite_TermicoMaxK {te in TERMO, t in 1..T, c in CEN_D}:
    -eCon_p[te,t,c]*e_max[te]+
    (sum {pa in 1..PA} Prod_pk[te,t,pa,c]) <= 0;
# limites energeticos das UTE (para cada estágio)

subject to Limite_PotMin_TermoK {te in TERMO, t in 1..T, pa in 1..PA,c
in CEN_D}:
    -eCon_p[te,t,c]*p_min[te]*dur[pa]+
# limite minimo de potencia em cada patamar
    Prod_pk[te,t,pa,c] >= 0;

subject to Limite_PotMax_TermoK {te in TERMO, t in 1..T, pa in 1..PA,c
in CEN_D}:
    -eCon_p[te,t,c]*
    (f_partk[te]*p_max[te]+
    (1-f_partk[te])*p_min[te])*dur[pa]+
# limite máximo de potencia em cada patamar
    Prod_pk[te,t,pa,c] <= 0;

subject to Termo_MaxK {te in TERMO, t in 1..T, pa in 1..PA,c in
CEN_D}:
    -Pmax_t[te,t,c]*dur[pa]+
    Prod_pk[te,t,pa,c] <=0;
# toma a maior potencia, para todo pa, gerada pela termica em t

subject to Operacao_PontaK {te in TERMO, t in 1..T, pa in 1..PA,c in
CEN_D}:
    -f_min[te]*Pmax_tk[te,t,c]*dur[pa]+
    Prod_pk[te,t,pa,c] >=0;
# limita a operacao de base para permitir a operacao de ponta

subject to Cap_TransmissaoK {i in SIST,j in SIST,l in LINHA, t in
1..T,pa in 1..PA,c in CEN_D}:
    -eCon_l[l,t,c]*l_cap[l]*dur[pa]+
    Trans_lk[l,i,j,t,pa,c] <= 0;
# limite máximo de potencia transmitida entre subsistemas em cada
patamar

### MINIMAX CONSTRAINS ###

subject to Estrategia {c in CEN_D, cd in CEN_D, t in 1..T, p in
PLANTA}:
    Con_p[p,t,c] = Con_p[p,t,cd];
# cria estagios de concordancia entre cenarios

subject to EstrategiaL {c in CEN_D, cd in CEN_D, t in 1..T, l in
LINHA}:
    Con_l[l,t,c] = Con_l[l,t,cd];
# cria estagios de concordancia entre cenarios

subject to EstrategiaG {c in CEN_D, cd in CEN_D, t in 1..T, g in MOT}:
    Con_g[g,t,c] = Con_g[g,t,cd];
# cria estagios de concordancia entre cenarios

subject to Arrependimento {c in CEN_D, e in CEN_E}:
    MaxArrepend[e] >= Custo_c[c,e] - custo_c[c,e];
# retorna o máximo arrependimento possível

```

<MAPE.run>

```
# Como rodar o melp.mod
# Modificado para que o CME seja calculado a partir de duas soluções
distintas.

model MELP/mape.mod;

data;
param T := 9;
param PA := 3;
set SIST := a b c d e;
set MOT := Hidro01;
param taxa := 0.10;
param dif_limite := 0.01;
param ddif_limite := 0.16;
param dur := 1 0.36 2 0.53 3 0.11;
param elasticidade := -0.256;
param intervalo := 3;
param marginal := 1.01;
param c_def default 8760000 ;

param penalizacao := 10;

table melpHidro IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "hidro":
HIDRO <- [HIDRO], e_med, e_firme, h_mot, c_mot;
table melpTermo IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "termo":
TERMO <- [TERMO], f_part, f_partk, f_min, e_max, e_min, c_op;
table melpLinha IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "linha":
LINHA <- [LINHA], l_cap, l_efic, c_lin;
table melpPlants IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "planta":
[PLANTA], p_min, p_max, c_inv;

table melpPex IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "pex": PEX <- [PEX];
table melpLex IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "lex": LEX <- [LEX];
table melpCen_d IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "cen_d":
CEN_D <- [CEN_D];
table melpCen_e IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "cen_e":
CEN_E <- [CEN_E];

table melpH_sub IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "h_sub":
H_SUB <- [SIST, HIDRO];
table melpT_sub IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "t_sub":
T_SUB <- [SIST, TERMO];
table melpL_sub IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "l_sub":
L_SUB <- [SISTi, SISTj, LINHA];

table melpDemanda_bau IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "demanda_bau":
[CEN_D, SIST, ESTAGIO, PATAMAR], demanda_bau;
table melpDemanda_alt IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "demanda_alt":
[CEN_D, SIST, ESTAGIO, PATAMAR], demanda_alt;
table melpDemanda_mape OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "demanda_mape":
[CEN_D, SIST, ESTAGIO, PATAMAR], demanda_mape;

table melpExtern_h IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "extern_h":
[HIDRO, CEN_E], amb_h;
table melpExtern_t IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "extern_t":
[TERMO, CEN_E], amb_t;
table melpExtern_l IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "extern_l":
```

```

[LINHA, CEN_E], amb_1;

table Fator_dif IN "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "fator_dif":
[CEN_D], fator_dif;

table Cen_rod OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "cen_rod":
[SIST], ex_rod, de_rod;

table planCME_alt OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "CME_alt":

    [CEN_E, CEN_D], CME_alt;

table estCustos OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "est_custos":
    {CEN_D,CEN_E} -> [c ~ CEN_D, e ~ CEN_E],
    Ecusto_c, custo_e[c,e,1] ~ custo_e1, custo_e[c,e,2] ~ custo_e2,
    custo_e[c,e,3] ~ custo_e3;

read table melpHidro;
read table melpTermo;
read table melpPlants;
read table melpLinha;
read table melpPex;
read table melpLex;
read table melpH_sub;
read table melpT_sub;
read table melpL_sub;
read table melpCen_d;
read table melpCen_e;
read table melpExtern_h;
read table melpExtern_t;
read table melpExtern_l;

fix {p in PEX, c in CEN_D} Con_p[p,1,c] := 1;
fix {l in LEX, c in CEN_D} Con_l[l,1,c] := 1;

option show_stats 1;
option solver cplexamp;
option cplex_options 'mipgap 1e-3';

drop Arrendimento;
drop Estrategia;
drop EstrategiaL;
drop EstrategiaG;

for {p in 2000..3000, t in 1..T} {
    let c_aprend [p,t] := 1-((t/T)*0.6);
}

# etapa deterministica BAU onde Custo Ambiental é zero

for {c in CEN_D} {
    display_ampl_elapsed_time;
    print "Demanda", c, "Custo Ambiental", "0";
    let de_rod ["a"] := c;
    let ex_rod ["a"] := 0;

    write table Cen_rod;

# diz para a planilha qual e o cenario

```



```

read table melpDemanda_bau;
let {ce in CEN_D, i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
    demanda [ce,i,t,pa] := demanda_bau [ce,i,t,pa];
#<== inputa a demanda no modelo

objective Custo[c,0];
solve;
display _solve_time;

let custo_c [c,0] := Custo[c,0];

for {eh in CEN_E}
    {let custo_e [c,0,eh] := sum {t in 1..T}
        ((1/((1+taxa)^t))*
        ((sum {h in HIDRO} (amb_h[h,eh]*eCon_p[h,t,c]))+
        (sum {l in LINHA} (amb_l[l,eh]*eCon_l[l,t,c]))+
        (sum {to in TERMO}
            (amb_t[to,eh]*(sum {pa in 1..PA}
                Prod_p[to,t,pa,c]))))));}

    let {eh in CEN_E, ch in CEN_D, t in 1..T}
        demanda_tot [eh,ch,t] := sum {i in SIST, pa in 1..PA}
            (demanda [ch,i,t,pa]*dur[pa]);

    for {p in PLANTA}
        {let plan_pc [c,0,p] := sum {t in 1..T}
            (Con_p [p,t,c]*t);}
    for {l in LINHA}
        {let plan_lc [c,0,l] := sum {t in 1..T}
            (Con_l [l,t,c]*t);}
    for {g in MOT}
        {let plan_gc [c,0,g] := sum {t in 1..T}
            (Con_g [g,t,c]*t);}

print "Demanda", c, "Custo Ambiental", "0 ", ": CME";

let {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
    demanda [c,i,t,pa] := demanda_bau [c,i,t,pa]* marginal;
#<== inputa a demanda acrescida marginalmente no modelo

objective Custo[c,0];
solve;
display _solve_time;

let {eh in CEN_E} CME [eh,c] :=
    ((Custo[c,0] - custo_c [c,0])/((sum {t in 1..T}
    demanda_tot[0,c,t])*(marginal-1)));

display CME;
display Def, Defk;
}

table planCME OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "CME":
# nesta parte e definido o custo marginal de expansao
[CEN_E, CEN_D], CME;
# ele e definido nesta etapa pois no calculo do minimax o dual nao
representaria o CME do sistema

```

```

write table planCME;

let {c in CEN_D, i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
#definidos valores iniciais para demanda_mape
    demanda_mape [c,i,t,pa] := demanda [c,i,t,pa];

let {c in CEN_D, e in CEN_E} CME_alt[e,c] := CME[e,c];
#<== aqui eu igualo CME a CMA alt

# nesta parte e definido o custo marginal de expansao como no caso sem
ext

#sub etapa iterativa onde um maior CME induz a uma menor demanda
for {c in CEN_D, e in 1..3} {

    print "Demanda", c, "Custo Ambiental", e;

    print "Demanda ALT igual a Demanda BAU";

    let fator_dif [c] := 1;
# gerando um valor inicial para forçar o repeat
    let n_rod [e,c] := 0;

# inicio do processo iterativo
    repeat {
        display _ampl_elapsed_time;
        print "Demanda", c, "Custo Ambiental", e;
        let n_rod [e,c] := (n_rod [e,c] + 1);
        print "Iteração", n_rod[e,c];

        if CME_alt [e,c] > CME [e,c] then {
            let {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
                demanda_alt [c,i,t,pa] := demanda_bau
[c,i,t,pa]*
                (1+(elasticidade*((CME_alt[e,c]/CME[e,c])-
1))));}
#<== aqui eu defino a demanda já influenciada pela elasticidade no
modelo
            else {

# caso isto leve a um caso onde a demanda_alt seja maior que a
demanda_bau considera-se a media

                let {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
                    demanda_alt [c,i,t,pa] :=
                    (demanda_bau [c,i,t,pa] + demanda_mape
[c,i,t,pa])/2;}

                print "Demanda Inicial";
                display demanda_alt;

                let {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
                    demanda [c,i,t,pa] := demanda_alt [c,i,t,pa];
#<== inputa a demanda no modelo
                let {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
                    demanda_mape [c,i,t,pa] := demanda_alt [c,i,t,pa];
#<== guarda a demanda inicial considerada

```

```

#           write table melpDemanda_mape;
#<== anoto a demanda na planilha para conferir com a nova demanda_alt
ao final do modelo

        objective Custo[c,e];
        solve;
        display _solve_time;

        let custo_c [c,e] := Custo[c,e];

        let {t in 1..T} demanda_tot [e,c,t] :=
            sum {i in SIST, pa in 1..PA} (demanda
[c,i,t,pa]*dur[pa]);

#           display demanda_tot;

        print "Demanda ", c, "Custo Ambiental ", e,": CME";

        let {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
        demanda [c,i,t,pa] := demanda_alt [c,i,t,pa]* marginal;

#<== inputa a demanda acrescida marginalmente no modelo

        objective Custo[c,e];
        solve;
        display _solve_time;

        let CME_alt [e,c] :=
            ((Custo[c,e] - custo_c [c,e])/((sum {t in 1..T}
demanda_tot[e,c,t])*(marginal-1)));

        display CME, CME_alt;
#           display Def, Defk;

        let {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
        demanda_alt [c,i,t,pa] := demanda_bau [c,i,t,pa]*
            (1+(elasticidade*((CME_alt[e,c]/CME[e,c])-1)));
#<== aqui eu recalculo a demanda influenciada pela elasticidade para
comparar com demanda_mape

#           print "Demanda Final";
#           display demanda_alt;

        let fator_dif[c] :=
            ((demanda_mape[c,"a",T,1]-demanda_alt[c,"a",T,1])/
            (demanda_alt[c,"a",T,1]));
#<== tras para o modelo o quao perto a demanda em funcao da
elasticidade se compara com a inicial

        print "Fator Diferenca Demanda ", fator_dif[c];

        } while (((fator_dif[c]^2)^(1/2)) > dif_limite);

print "custo ambiental", e, "OK";
print "Otimizacao Final";

for {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}{
    let demanda_e [e,c,i,t,pa] := demanda_mape [c,i,t,pa] }

```

```

#guarda a demanda para comparacao futura

    let {i in SIST, t in 1..T, pa in 1..PA}
        demanda [c,i,t,pa] := demanda_alt [c,i,t,pa];
#<== inputa a demanda no modelo para a otimizacao final

        objective Custo[c,e];
        solve;
        display _solve_time;

    for {eh in CEN_E}
        {let custo_e [c,e,eh] := sum {t in 1..T}
            ((1/((1+taxa)^t))*
            ((sum {h in HIDRO} (amb_h[h,eh]*eCon_p[h,t,c]))+
            (sum {l in LINHA} (amb_l[l,eh]*eCon_l[l,t,c]))+
            (sum {to in TERMO}
                (amb_t[to,eh]*(sum {pa in 1..PA}
                    Prod_p[to,t,pa,c]))))));}

        for {p in PLANTA}
            {let plan_pc [c,e,p] := sum {t in 1..T}
                (Con_p [p,t,c]*t);}
        for {l in LINHA}
            {let plan_lc [c,e,l] := sum {t in 1..T}
                (Con_l [l,t,c]*t);}
        for {g in MOT}
            {let plan_gc [c,e,g] := sum {t in 1..T}
                (Con_g [g,t,c]*t);}

    }

table planResults OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "Plano":
    [CEN_D, CEN_E, PLANTA], plan_pc;
write table planResults;
table planResultsL OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "Plano_l":
    [CEN_D, CEN_E, PLANTA], plan_lc;
write table planResultsL;
table planResultsG OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "Plano_g":
    [CEN_D, CEN_E, PLANTA], plan_gc;
write table planResultsG;

table planCustos OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "custos":
    {CEN_D,CEN_E} -> [c ~ CEN_D, e ~ CEN_E],
        custo_c, custo_e[c,e,1] ~ custo_e1, custo_e[c,e,2] ~ custo_e2,
        custo_e[c,e,3] ~ custo_e3;
write table planCustos;

#table demandaOUT OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "demanda_mape":
#    [CEN_E, CEN_D, SIST, ESTAGIO, PATAMAR], demanda_e;
#write table demandaOUT;

display demanda_e;

#reset options; # inicio da segunda etapa minimax

#option show_stats 1;
#option solver cplexamp;
#option clpex_options 'mipgap 1e-2';

```

```

restore Arrependimento;

for {t in 1..T, c in CEN_D, cd in CEN_D: ord(cd) > ord(c)} {
#   if (abs((demanda[c,"a",t,1] - demanda[cd,"a",t,1])/
demanda[c,"a",t,1]) < ddif_limite) then {
    if (t < 7) then {
#trocado para simplificar
        for {p in PLANTA} restore Estrategia[c,cd,t,p];
        for {l in LINHA} restore EstrategiaL[c,cd,t,l];
        for {g in MOT} restore EstrategiaG[c,cd,t,g];
        print "Estagio", t, "amarrado";}}
for {e in CEN_E} {
    print "Estratégia:", " Custo Ambiental", e;
    objective Minimax[e];
    solve;
    display _solve_time;
    for {c in CEN_D} {let Ecusto_c [c,e] := Custo[c,e];}
    for {c in CEN_D, p in PLANTA} {
        let plan_pc [c,e,p] := sum {t in 1..T}
            (Con_p [p,t,c]*t);}
    for {c in CEN_D, l in LINHA}
        {let plan_lc [c,e,l] := sum {t in 1..T}
            (Con_l [l,t,c]*t);}
    for {c in CEN_D, g in MOT}
        {let plan_gc [c,e,g] := sum {t in 1..T}
            (Con_g [g,t,c]*t);}
    for {c in CEN_D, eh in CEN_E}
        {let custo_e [c,e,eh] := sum {t in 1..T}
            ((1/((1+taxa)^t))*
            ((sum {h in HIDRO} (amb_h[h,eh]*eCon_p[h,t,c]))+
            (sum {l in LINHA} (amb_l[l,eh]*eCon_l[l,t,c]))+
            (sum {to in TERMO}
                (amb_t[to,eh]*(sum {pa in 1..PA}
                    Prod_p[to,t,pa,c])))))));}
}

table estResults OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "Est":
[CEN_D, CEN_E, PLANTA], plan_pc;
write table estResults;
table estResultsL OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "Est_l":
[CEN_D, CEN_E, PLANTA], plan_lc;
write table estResultsL;
table estResultsG OUT "ODBC" "MELP/melp_d.xlsx" "Est_g":
[CEN_D, CEN_E, PLANTA], plan_gc;
write table estResultsG;

write table estCustos;

```

ANEXO II: HIDRELÉTRICAS CANDIDATAS

CódigoDNA	LAT	LONG	Área NAMax km²	CustoTotal (CAE, 10³ US\$)	EnergiaFir MW.ano	EnergiaMéd MW.ano	PotNominal MW	Ext_Tot (CAE, 10³ US\$)	Subsist
13840000	-8,8	-66,3	12,30	6.020	12,00	14,40	24,00	240	Isolado
13845000	-8,9	-66,3	12,50	6.020	12,00	14,40	24,00	244	Isolado
13845900	-8,9	-66,2	2,12	6.020	12,00	14,40	24,00	41	Isolado
13846600	-8,8	-66,3	1,03	7.274	14,50	17,40	29,00	20	Isolado
13846900	-8,8	-66,3	1,08	6.020	12,00	14,40	24,00	21	Isolado
13848500	-8,7	-71,6	93,72	9.947	24,20	29,04	48,40	1.812	Isolado
14530080	4,7	-60,5	86,80	7.672	18,67	22,40	57,00	1.695	Isolado
14544080	4,5	-60,3	13,70	27.024	65,75	78,90	158,00	260	Isolado
14545060	4,3	-60,5	41,60	4.966	12,08	14,50	37,00	794	Isolado
14705000	1,9	-61,0	640,00	56.172	136,67	164,00	348,00	10.871	Isolado
15073000	-15,2	-59,1	3,95	3.261	6,50	7,80	13,00	15	Isolado
15103000	-13,9	-59,8	0,20	25	0,05	0,06	0,10	4	Isolado
15186000	-12,0	-60,2	2,80	2.002	3,99	4,79	9,80	55	Isolado
15415000	-10,4	-63,2	3,56	4.264	8,50	10,20	17,00	62	Isolado
15459310	-10,4	-63,9	41,00	711	1,42	1,70	3,10	667	Isolado
15459350	-10,2	-63,8	6,00	962	1,92	2,30	4,20	83	Isolado
15459400	-10,2	-63,8	5,00	962	1,92	2,30	4,30	72	Isolado
15459500	-9,8	-63,7	20,00	962	1,92	2,30	4,20	390	Isolado
15459550	-9,4	-63,6	20,50	1.238	2,47	2,96	6,10	389	Isolado
15459600	-9,5	-63,8	28,00	2.090	4,17	5,00	9,00	547	Isolado
15459850	-9,3	-63,9	30,00	2.508	5,00	6,00	10,90	586	Isolado
15459900	-9,1	-63,9	26,00	2.383	4,75	5,70	10,30	351	Isolado
15459950	-8,9	-63,9	24,00	1.338	2,67	3,20	5,80	334	Isolado
15530000	-12,4	-60,5	26,10	1.670	3,33	4,00	10,00	360	Isolado
15552100	-12,2	-60,6	29,20	2.782	5,55	6,66	15,00	563	Isolado
15552600	-11,9	-60,7	7,06	2.634	5,25	6,30	12,00	73	Isolado
15553900	-13,0	-60,6	0,02	28	0,06	0,07	0,11	0	Isolado
15554001	-12,9	-60,7	0,01	361	0,72	0,86	1,44	0	Isolado
15554002	-12,9	-60,7	0,05	93	0,19	0,22	0,37	1	Isolado
15554030	-12,6	-61,0	0,40	1.045	2,08	2,50	3,40	2	Isolado
15554040	-12,5	-61,1	13,30	2.676	5,33	6,40	8,70	85	Isolado
15575000	-9,2	-61,8	8,45	3.512	7,00	8,40	14,00	121	Isolado
15580050	-8,9	-62,2	128,80	68.436	166,50	199,81	350,00	2.500	Isolado
16050080	-1,0	-59,5	204,00	14.214	34,58	41,50	107,00	3.967	Isolado
16050090	-0,9	-59,6	1,00	2.007	4,00	4,80	8,00	20	Isolado
16149080	-1,0	-58,7	1524,00	71.414	173,75	208,50	346,00	29.475	Isolado
16159080	-1,6	-58,5	220,00	73.085	177,82	213,38	306,00	4.145	Isolado
16380080	0,5	-56,8	224,00	28.665	69,74	83,69	98,00	4.278	Isolado
16390060	0,1	-57,1	64,70	48.267	117,43	140,92	168,00	1.246	Isolado
16390080	0,1	-57,0	58,50	15.560	37,86	45,43	55,00	1.115	Isolado
16410060	-0,3	-56,9	50,80	47.548	115,68	138,82	163,00	992	Norte
16410080	-0,3	-56,8	72,30	24.983	60,78	72,94	83,00	1.321	Norte
16429480	-0,7	-56,8	543,00	65.892	160,32	192,38	271,70	10.262	Norte
16449480	-0,6	-57,4	84,10	44.037	107,14	128,57	208,10	1.598	Norte
16450000	-0,2	-58,1	974,00	52.079	126,71	152,05	254,50	18.841	Isolado
16780080	0,3	-56,0	366,00	74.993	182,46	218,95	625,00	6.956	Isolado
16790060	-0,5	-56,2	1076,00	62.488	152,03	182,44	590,00	20.647	Norte
16800080	-0,7	-56,2	27,30	93.540	227,58	273,10	748,00	486	Norte
16810080	-1,1	-56,0	82,80	122.421	297,85	357,42	920,00	1.476	Norte
17030000	-1,1	-55,0	5,26	6.165	15,00	18,00	30,00	103	Norte
17040000	-1,2	-55,2	0,97	6.165	15,00	18,00	30,00	19	Norte

17075000	-1,2	-56,2	2,18	5.017	10,00	12,00	20,00	43	Norte
17080200	-14,0	-59,4	0,67	878	1,75	2,10	3,50	8	Isolado
17091050	-13,5	-59,1	0,62	2.724	5,43	6,52	7,00	2	Isolado
17091100	-13,4	-59,1	1,94	14.536	35,37	42,44	46,00	7	Isolado
17091500	-13,2	-59,1	0,53	2.550	5,08	6,10	6,50	6	Isolado
17091700	-13,0	-59,0	2,57	20.341	49,49	59,39	64,00	29	Isolado
17092805	-13,2	-59,3	0,32	1.606	3,20	3,84	4,40	4	Isolado
17092810	-13,2	-59,2	1,18	1.799	3,59	4,30	4,90	13	Isolado
17092815	-13,0	-59,1	0,30	1.195	2,38	2,86	3,30	3	Isolado
17092820	-13,0	-59,3	0,26	1.233	2,46	2,95	3,40	3	Isolado
17093560	-13,5	-58,2	18,78	9.155	18,25	21,90	25,60	213	Isolado
17093570	-13,2	-58,3	24,40	9.105	18,15	21,78	25,20	276	Isolado
17094020	-13,4	-57,6	0,28	6.814	13,58	16,30	22,30	3	Norte
17094080	-13,2	-57,5	6,80	8.234	20,03	24,04	35,23	89	Norte
17094090	-12,9	-57,4	201,60	14.033	34,14	40,97	74,49	2.345	Norte
17094095	-12,3	-57,7	289,20	25.257	61,45	73,74	134,70	3.393	Norte
17094120	-13,9	-57,6	9,10	2.203	4,39	5,27	7,72	35	Norte
17094130	-13,7	-57,5	8,50	6.200	12,36	14,83	21,74	32	Norte
17094155	-13,5	-57,4	10,70	3.925	7,83	9,39	13,83	163	Norte
17094160	-13,2	-57,3	53,40	7.082	14,12	16,94	24,95	941	Norte
17095000	-1,5	-55,3	16,02	6.522	13,00	15,60	26,00	192	Norte
17095100	-12,9	-58,0	6,10	5.293	10,55	12,66	18,56	69	Isolado
17095200	-12,8	-58,0	7,40	5.000	9,97	11,96	17,53	78	Isolado
17095400	-12,4	-57,9	11,90	8.512	16,97	20,36	29,69	189	Norte
17096000	-11,1	-58,5	165,30	36.481	88,76	106,51	193,66	1.667	Isolado
17140210	-13,8	-57,0	0,22	477	0,95	1,14	1,90	1	Norte
17140220	-13,8	-56,9	0,57	966	1,93	2,31	4,85	7	Norte
17140225	-14,0	-57,2	0,40	1.342	2,68	3,21	5,35	2	Norte
17140226	-14,0	-56,9	0,06	1.154	2,30	2,76	4,60	1	Norte
17140227	-14,0	-56,9	0,16	1.079	2,15	2,58	4,30	1	Norte
17140230	-13,8	-56,8	0,33	631	1,26	1,51	3,00	4	Norte
17140250	-13,8	-57,0	0,04	631	1,26	1,51	2,10	0	Norte
17140300	-14,2	-57,2	1,22	288	0,58	0,69	1,15	15	Norte
17140310	-14,1	-57,1	0,11	1.367	2,73	3,27	5,45	2	Norte
17140320	-14,1	-57,0	0,04	439	0,88	1,05	1,75	1	Norte
17140330	-14,1	-56,9	0,10	803	1,60	1,92	3,20	2	Norte
17140340	-14,1	-56,9	0,66	326	0,65	0,78	1,30	13	Norte
17140400	-14,3	-56,1	13,19	3.281	6,54	7,85	13,08	148	Norte
17140500	-14,3	-56,1	5,04	4.013	8,00	9,60	16,00	57	Norte
17140550	-13,8	-56,8	9,77	5.142	10,25	12,30	20,50	111	Norte
17140560	-13,9	-56,8	0,34	6.145	12,25	14,70	24,50	4	Norte
17140670	-13,4	-57,1	12,11	3.135	6,25	7,50	12,50	134	Norte
17141120	-13,7	-56,2	4,10	5.769	11,50	13,80	23,00	16	Norte
17141140	-13,6	-56,4	10,81	6.020	12,00	14,40	24,00	41	Norte
17141500	-13,5	-56,7	69,27	12.536	30,50	36,60	61,00	785	Norte
17151500	-10,5	-57,7	1,86	472	0,94	1,13	1,88	36	Norte
17152000	-10,4	-57,7	4,20	6.722	13,40	16,08	26,80	36	Norte
17170600	-13,7	-55,4	60,00	10.892	26,50	31,80	53,00	680	Norte
17178000	-11,3	-55,5	329,57	94.739	230,50	276,60	461,00	4.847	Norte
17179000	-11,0	-55,9	123,32	70.283	171,00	205,20	342,00	1.378	Norte
17378500	-9,4	-56,9	123,42	374.023	910,00	1092,00	1820,00	2.342	Norte
17378600	-9,3	-57,2	53,00	153.308	373,00	447,60	746,00	1.035	Norte
17380500	-10,4	-57,1	0,47	6.165	15,00	18,00	30,00	9	Norte
17382000	-10,1	-57,0	4,50	2.007	4,00	4,80	8,00	17	Norte
17395000	-9,3	-57,1	59,45	56.514	137,50	165,00	275,00	1.156	Norte
17505000	-6,5	-58,4	616,23	627.825	1527,50	1833,00	3336,00	11.055	Isolado

17510000	-5,3	-56,9	646,30	439.101	1068,33	1282,00	2338,00	10.972	Norte
17515000	-4,6	-56,3	722,25	1.087.818	2646,67	3176,00	6133,00	12.363	Norte
17515001	-4,6	-56,8	722,25	66.105	160,83	193,00	213,00	14.102	Norte
17650000	-6,4	-55,9	426,06	33.566	81,67	98,00	227,00	7.641	Norte
17660000	-6,1	-55,9	116,50	93.163	226,67	272,00	528,00	2.120	Norte
17670000	-5,8	-56,0	74,45	162.693	395,83	475,00	881,00	1.454	Norte
17680000	-5,1	-56,5	420,00	143.170	348,33	418,00	802,00	7.916	Norte
18090000	-1,5	-54,6	5,09	13.563	33,00	39,60	66,00	99	Norte
18104000	-1,5	-54,5	26,17	19.523	47,50	57,00	95,00	511	Norte
18105500	-1,6	-54,4	10,21	6.772	13,50	16,20	27,00	199	Norte
18115000	-3,6	-51,1	52,00	2.508	5,00	6,00	16,00	481	Norte
18118081	-2,9	-54,4	78,00	2.508	5,00	6,00	10,00	604	Norte
20020010	-15,5	-48,1	3,82	2.538	5,06	6,07	12,00	43	Norte
20020040	-15,2	-48,1	6,16	2.935	5,85	7,02	14,00	70	Norte
20020060	-15,1	-48,0	2,40	2.107	4,20	5,04	10,00	27	Norte
20030000	-15,5	-48,7	18,06	2.257	4,50	5,40	9,00	205	Norte
20050080	-15,1	-48,7	179,92	21.270	51,75	62,10	125,00	1.694	Norte
20090060	-14,8	-48,8	121,70	21.099	51,33	61,60	114,00	1.379	Norte
20095000	-14,8	-48,9	16,29	7.398	18,00	21,60	36,00	185	Norte
20100000	-15,8	-49,4	99,00	3.368	6,71	8,06	17,00	378	Sudeste
20115000	-15,6	-49,5	29,72	4.264	8,50	10,20	17,00	113	Norte
20120000	-15,4	-49,7	9,10	6.522	13,00	15,60	26,00	95	Norte
20122000	-16,0	-49,9	3,17	1.053	2,10	2,52	4,20	12	Sudeste
20123000	-15,7	-49,9	28,44	3.261	6,50	7,80	13,00	109	Sudeste
20124000	-15,7	-49,7	13,00	2.333	4,65	5,58	9,30	50	Sudeste
20128000	-15,7	-49,0	1,25	161	0,32	0,38	0,64	14	Sudeste
20129000	-15,8	-49,0	7,22	464	0,93	1,11	1,85	68	Sudeste
20130000	-15,7	-49,1	0,69	615	1,23	1,47	2,45	3	Sudeste
20131000	-15,6	-49,1	0,70	652	1,30	1,56	2,60	3	Sudeste
20132000	-15,8	-49,3	3,62	1.003	2,00	2,40	4,00	14	Sudeste
20133000	-15,7	-49,3	1,97	966	1,93	2,31	3,85	8	Sudeste
20134000	-15,7	-49,3	1,33	414	0,83	0,99	1,65	5	Sudeste
20135000	-15,5	-49,4	48,97	2.634	5,25	6,30	10,50	187	Norte
20145000	-15,2	-49,6	13,00	3.010	6,00	7,20	12,00	50	Norte
20151000	-15,2	-49,6	1,43	4.264	8,50	10,20	17,00	7	Norte
20489060	-14,9	-49,3	200,48	24.490	59,58	71,50	142,00	2.271	Norte
20490000	-14,7	-48,2	3,32	1.003	2,00	2,40	4,00	38	Norte
20491000	-14,7	-48,2	8,68	2.333	4,65	5,58	9,30	98	Norte
20800100	-14,6	-47,8	0,36	727	1,45	1,74	4,04	4	Norte
20800200	-14,5	-47,9	0,25	1.756	3,50	4,20	9,63	3	Norte
20900000	-14,3	-48,1	11,64	6.824	13,60	16,32	25,50	132	Norte
21499000	-15,0	-46,8	0,09	1.530	3,05	3,66	6,10	1	Norte
21590010	-13,9	-47,5	0,56	773	1,54	1,85	3,40	6	Norte
21590020	-13,8	-47,4	55,30	1.012	2,02	2,42	4,40	626	Norte
21590030	-13,8	-47,4	2,97	4.356	8,68	10,42	28,00	34	Norte
21600000	-13,5	-47,4	114,10	10.481	25,50	30,60	51,00	1.293	Norte
21630000	-13,1	-47,8	45,10	14.797	36,00	43,20	72,00	511	Norte
21639080	-12,9	-47,8	295,63	28.014	68,16	81,79	70,00	3.349	Norte
21680000	-12,7	-47,9	280,00	20.410	49,66	59,59	95,00	3.172	Norte
21871800	-11,7	-46,8	0,13	1.672	3,33	4,00	6,00	0	Norte
21873500	-12,0	-46,4	6,35	1.463	2,92	3,50	5,00	72	Norte
21874000	-12,0	-46,5	0,25	1.171	2,33	2,80	4,00	3	Norte
21874500	-12,0	-46,6	3,93	2.090	4,17	5,00	7,00	15	Norte
21876000	-12,5	-47,6	92,50	13.152	32,00	38,40	64,00	1.048	Norte
21880000	-12,7	-47,9	72,80	19.112	46,50	55,80	93,00	825	Norte
21885000	-12,6	-47,9	100,00	10.275	25,00	30,00	58,00	1.133	Norte

22020000	-11,5	-46,8	0,82	171	0,34	0,41	0,68	9	Norte
22050000	-11,5	-47,0	0,25	316	0,63	0,76	1,26	3	Norte
22070000	-11,5	-46,9	0,01	379	0,76	0,91	1,51	0	Norte
22075000	-11,5	-47,0	0,02	996	1,99	2,38	3,97	0	Norte
22080000	-11,5	-46,9	1,20	697	1,39	1,67	2,78	14	Norte
22085000	-11,6	-47,0	1,73	905	1,81	2,17	3,61	20	Norte
22090000	-11,6	-47,0	19,50	2.007	4,00	4,80	8,00	215	Norte
22220050	-11,9	-47,7	500,00	13.118	31,92	38,30	69,00	5.476	Norte
22230050	-11,8	-48,2	119,00	14.865	36,17	43,40	65,00	1.348	Norte
22650050	-10,2	-46,7	4,20	5.017	10,00	12,00	20,00	48	Norte
22650060	-10,2	-46,8	3,09	5.713	13,90	16,68	30,00	35	Norte
22651010	-10,4	-46,9	22,16	10.145	24,68	29,62	54,00	251	Norte
22651060	-10,3	-46,9	1,95	15.067	36,66	43,99	81,00	22	Norte
22670000	-10,2	-47,0	6,08	14.149	34,43	41,31	75,00	69	Norte
22680100	-10,0	-47,7	76,33	30.206	73,49	88,19	160,00	865	Norte
22682050	-10,9	-47,9	188,00	15.653	38,08	45,70	95,00	2.130	Norte
22685000	-9,4	-47,9	33,60	31.994	77,84	93,41	168,00	381	Norte
22830000	-9,3	-47,4	15,80	5.518	11,00	13,20	24,00	179	Norte
22850050	-9,4	-47,9	35,43	9.039	21,99	26,39	48,00	401	Norte
23250050	-7,8	-47,4	440,00	18.050	43,92	52,70	130,00	4.985	Norte
24080000	-17,4	-53,4	0,19	2.885	5,75	6,90	14,00	2	Sudeste
24196000	-16,9	-53,1	57,40	6.850	16,67	20,00	48,00	245	Sudeste
24196080	-16,9	-52,9	41,00	6.782	16,50	19,80	46,00	157	Sudeste
24199080	-16,3	-52,6	55,30	76.792	186,83	224,20	408,00	471	Sudeste
24300011	-16,0	-53,6	0,33	1.756	3,50	4,20	7,00	4	Sudeste
24300031	-16,0	-53,6	0,33	56	0,11	0,14	0,23	4	Sudeste
24300051	-15,9	-53,6	9,90	577	1,15	1,38	2,30	45	Sudeste
24300081	-15,9	-53,4	45,80	2.446	4,88	5,85	9,75	487	Sudeste
24510000	-17,1	-51,2	0,16	305	0,61	0,73	4,00	1	Sudeste
24530000	-17,1	-51,3	0,01	172	0,34	0,41	2,24	0	Sudeste
24550000	-16,8	-51,3	0,06	258	0,51	0,62	3,40	0	Sudeste
24570000	-16,6	-51,4	0,15	477	0,95	1,14	6,30	2	Sudeste
24610001	-16,7	-51,5	2,11	3.762	7,50	9,00	15,00	8	Sudeste
24630001	-16,5	-51,5	1,21	1.756	3,50	4,20	7,00	14	Sudeste
24650000	-16,4	-51,4	0,04	873	1,74	2,09	11,53	0	Sudeste
24670000	-16,3	-51,6	0,15	943	1,88	2,26	12,36	1	Sudeste
24680000	-16,3	-51,8	0,22	3.211	6,40	7,68	12,80	1	Sudeste
24690000	-16,1	-51,9	0,14	1.010	2,01	2,42	13,30	1	Sudeste
24848080	-15,8	-51,9	283,00	30.570	74,38	89,25	220,00	1.182	Sudeste
26052000	-15,5	-53,6	17,90	72.712	176,91	212,29	320,00	68	Norte
26071000	-15,3	-53,3	47,90	17.550	42,70	51,24	76,00	543	Norte
28530100	-6,6	-48,7	2297,00	163.721	398,33	478,00	960,00	22.132	Norte
29030080	-5,3	-49,1	1115,40	357.925	870,83	1045,00	2160,00	12.597	Norte
29064080	-5,9	-50,5	1030,00	22.612	55,02	66,02	135,00	19.268	Norte
29090080	-5,6	-49,5	910,00	30.180	73,43	88,11	182,60	10.868	Norte
30030010	2,5	-51,7	0,30	376	0,75	0,90	1,30	6	Isolado
30030030	2,7	-51,6	5,08	1.630	3,25	3,90	5,80	93	Isolado
30030050	2,7	-51,6	3,42	3.261	6,50	7,80	12,20	63	Isolado
30030070	2,6	-51,7	0,54	418	0,83	1,00	1,40	11	Isolado
30030090	3,1	-51,3	17,92	3.512	7,00	8,40	14,00	339	Isolado
30050010	2,3	-51,3	1,37	460	0,92	1,10	1,60	27	Isolado
30050030	2,4	-51,3	0,25	920	1,83	2,20	3,10	5	Isolado
30050050	2,4	-51,3	3,63	1.338	2,67	3,20	5,20	69	Isolado
30050070	2,4	-51,0	10,79	2.299	4,58	5,50	9,00	206	Isolado
30070000	2,3	-50,8	7,78	711	1,42	1,70	3,90	145	Isolado
30080000	1,4	-51,9	18,31	585	1,17	1,40	2,30	357	Isolado

30080050	1,4	-51,9	7,17	794	1,58	1,90	3,10	140	Isolado
30080100	1,5	-51,0	1,82	84	0,17	0,20	0,40	36	Isolado
30120000	0,3	-52,0	87,04	11.200	27,25	32,70	54,00	1.699	Isolado
30199000	1,2	-52,0	231,37	6.439	15,67	18,80	84,00	4.458	Isolado
30310000	1,1	-51,7	51,25	31.614	76,92	92,30	134,00	1.001	Isolado
30405000	0,8	-51,6	23,15	19.523	47,50	57,00	104,00	434	Isolado
30408000	0,7	-51,6	120,81	18.461	44,92	53,90	73,00	2.003	Isolado
33090000	-5,9	-45,9	6,74	2.283	4,55	5,46	9,10	76	Nordeste
33150000	-5,9	-45,7	10,92	3.060	6,10	7,32	12,20	124	Nordeste
33250000	-5,6	-45,4	3,34	2.257	4,50	5,40	9,00	38	Nordeste
33260000	-5,4	-45,1	8,66	3.436	6,85	8,22	13,70	33	Nordeste
33340000	-5,9	-46,3	12,07	2.859	5,70	6,84	11,40	133	Norte
34100000	-9,3	-46,0	62,20	8.250	20,07	24,09	43,00	705	Norte
34100010	-8,6	-45,8	76,00	11.730	28,54	34,25	65,00	861	Nordeste
34100020	-7,6	-45,4	245,00	28.816	70,11	84,13	173,00	2.329	Nordeste
34100030	-7,3	-45,6	221,00	15.874	38,62	46,35	98,00	2.504	Nordeste
34100040	-7,3	-44,7	280,00	30.624	74,51	89,41	164,00	2.721	Nordeste
34500010	-6,8	-43,2	39,00	16.910	41,14	49,37	96,00	268	Nordeste
34500020	-6,3	-42,9	66,50	15.584	37,92	45,50	86,00	257	Nordeste
34660000	-5,8	-43,2	75,00	17.095	41,59	49,91	94,00	429	Nordeste
39350000	-8,3	-35,5	0,70	64	0,13	0,15	0,28	3	Nordeste
39360000	-8,3	-35,4	0,90	68	0,14	0,16	0,29	3	Nordeste
39370000	-8,3	-35,4	0,53	93	0,19	0,22	0,41	2	Nordeste
39380000	-8,3	-35,4	2,87	983	1,96	2,35	4,28	11	Nordeste
39400000	-9,0	-35,9	0,01	1.129	2,25	2,70	4,50	0	Nordeste
39590000	-8,7	-35,2	0,43	1.254	2,50	3,00	5,00	2	Nordeste
40034000	-20,1	-46,5	0,40	1.388	2,77	3,32	6,30	2	Sudeste
40034100	-20,1	-46,5	0,66	3.069	6,12	7,34	13,70	3	Sudeste
40034200	-20,3	-46,4	3,84	828	1,65	1,98	4,40	15	Sudeste
40034300	-20,2	-46,3	0,30	1.016	2,03	2,43	4,50	1	Sudeste
40034400	-20,3	-46,2	1,98	1.835	3,66	4,39	9,00	8	Sudeste
40037000	-20,4	-46,1	1,37	4.594	9,16	10,99	19,50	5	Sudeste
40039000	-20,3	-46,0	24,43	12.330	30,00	36,00	60,00	93	Sudeste
40105000	-20,7	-44,5	0,32	351	0,70	0,84	1,40	1	Sudeste
40114000	-20,7	-44,5	1,28	2.308	4,60	5,52	9,20	10	Sudeste
40120000	-20,6	-44,5	2,91	577	1,15	1,38	2,30	29	Sudeste
40152010	-20,2	-44,8	1,43	2.386	4,76	5,71	7,20	5	Sudeste
40153000	-20,2	-44,8	0,57	1.179	2,35	2,82	4,70	5	Sudeste
40300000	-20,0	-45,7	88,14	6.823	13,60	16,32	27,20	336	Sudeste
40330000	-19,8	-45,0	35,27	5.628	11,22	13,46	20,00	135	Sudeste
40340000	-20,3	-45,2	0,01	201	0,40	0,48	0,96	0	Sudeste
40345000	-20,3	-45,2	0,01	241	0,48	0,58	0,96	0	Sudeste
40360100	-19,9	-45,1	5,00	3.010	6,00	7,20	13,00	19	Sudeste
40390100	-19,6	-45,1	0,22	1.589	3,17	3,80	6,80	1	Sudeste
40510000	-19,3	-45,1	310,29	42.972	104,55	125,46	209,10	2.531	Sudeste
40510080	-19,2	-45,1	506,70	54.220	131,92	158,30	500,00	4.096	Sudeste
40841200	-20,4	-44,2	0,50	163	0,33	0,39	0,65	7	Sudeste
40841400	-20,4	-44,2	0,25	828	1,65	1,98	3,30	3	Sudeste
40841600	-20,4	-44,3	0,05	665	1,33	1,59	2,65	0	Sudeste
40845080	-19,7	-44,6	78,55	7.912	19,25	23,10	45,96	300	Sudeste
40850080	-19,3	-44,8	101,13	8.494	20,67	24,80	53,90	386	Sudeste
40865080	-19,0	-44,7	15,94	8.220	20,00	24,00	57,40	166	Sudeste
40865180	-18,9	-44,8	51,23	17.605	42,83	51,40	110,00	580	Sudeste
40865190	-18,9	-44,9	1,19	2.320	4,63	5,55	10,10	13	Sudeste
40900600	-19,2	-45,9	67,56	7.357	17,90	21,48	35,80	765	Sudeste
40900700	-19,1	-45,8	19,27	7.624	18,55	22,26	37,10	218	Sudeste

40900800	-18,7	-45,6	44,22	10.563	25,70	30,84	51,40	501	Sudeste
40900900	-18,8	-45,7	0,82	1.460	2,91	3,49	5,82	9	Sudeste
41100010	-18,7	-45,9	6,10	2.132	4,25	5,10	9,30	69	Sudeste
41100020	-18,7	-46,0	1,40	2.508	5,00	6,00	10,90	16	Sudeste
41100030	-18,6	-45,8	7,70	3.336	6,65	7,98	14,50	87	Sudeste
41100040	-18,4	-45,8	10,20	4.967	9,90	11,88	21,60	116	Sudeste
41100050	-18,2	-45,7	5,90	4.369	8,71	10,45	19,00	67	Sudeste
41100060	-18,2	-45,7	2,60	4.231	8,43	10,12	18,40	29	Sudeste
41100070	-18,2	-45,5	10,70	4.440	8,85	10,62	19,30	121	Sudeste
41100080	-18,1	-45,5	4,60	4.778	9,52	11,43	20,80	52	Sudeste
41100090	-18,2	-45,4	2,80	2.529	5,04	6,05	11,00	32	Sudeste
41145000	-20,3	-44,0	0,02	306	0,61	0,73	1,22	0	Sudeste
41600080	-18,8	-44,1	163,63	13.495	32,83	39,40	80,00	1.854	Sudeste
41715000	-18,7	-44,0	0,35	6.165	15,00	18,00	30,00	4	Sudeste
41718080	-19,0	-44,1	0,11	6.165	15,00	18,00	30,00	1	Sudeste
41718500	-18,8	-44,0	0,08	6.165	15,00	18,00	30,00	1	Sudeste
41719081	-18,7	-44,1	1,00	5.560	11,08	13,30	24,00	11	Sudeste
41820080	-18,3	-44,3	195,67	17.845	43,42	52,10	95,00	747	Sudeste
41825050	-18,2	-44,0	3,00	911	1,82	2,18	3,63	34	Sudeste
41825150	-18,3	-44,0	3,00	7.337	14,63	17,55	29,25	32	Sudeste
41950800	-18,4	-43,9	0,53	477	0,95	1,14	1,90	6	Sudeste
41950810	-18,5	-44,1	1,10	1.104	2,20	2,64	4,40	12	Sudeste
41950820	-18,5	-44,0	0,66	6.020	12,00	14,40	24,00	7	Sudeste
41960100	-17,8	-44,5	0,00	401	0,80	0,96	1,60	0	Sudeste
41960200	-17,8	-44,5	0,00	1.003	2,00	2,40	4,00	0	Sudeste
41980080	-17,8	-44,7	193,97	19.112	46,50	55,80	90,00	1.932	Sudeste
42144980	-17,3	-44,5	92,50	9.047	18,03	21,64	8,25	949	Sudeste
42150000	-17,4	-44,4	0,66	3.110	6,20	7,44	12,40	3	Sudeste
42808000	-17,6	-45,9	3,11	2.132	4,25	5,10	8,50	35	Sudeste
42808500	-17,4	-45,7	5,51	7.023	14,00	16,80	28,00	62	Sudeste
42809300	-18,0	-45,8	12,21	878	1,75	2,10	3,50	138	Sudeste
42809400	-17,9	-45,8	3,91	2.508	5,00	6,00	10,00	44	Sudeste
42809500	-17,7	-45,8	7,84	1.254	2,50	3,00	5,00	89	Sudeste
42809600	-17,7	-45,7	1,49	1.380	2,75	3,30	5,50	17	Sudeste
42810001	-17,2	-45,5	6,20	4.264	8,50	10,20	17,00	70	Sudeste
43200080	-16,4	-45,1	573,00	63.193	153,75	184,50	250,00	6.362	Sudeste
43230000	-15,3	-46,5	0,74	3.804	7,58	9,10	16,50	8	Norte
43500100	-15,2	-46,4	1,11	3.930	7,83	9,40	15,00	12	Norte
43500200	-15,3	-46,5	0,08	1.217	2,43	2,91	5,30	1	Norte
43670000	-15,7	-46,2	212,50	6.679	16,25	19,50	35,50	2.407	Sudeste
43680100	-15,4	-46,3	2,60	4.339	8,65	10,38	18,90	10	Norte
43680150	-15,5	-46,3	1,24	3.227	6,43	7,72	14,00	5	Norte
43680200	-15,7	-46,2	13,00	2.207	4,40	5,28	9,40	147	Sudeste
43700100	-16,0	-46,5	0,72	3.679	7,33	8,80	16,00	8	Sudeste
43710100	-16,0	-46,5	0,39	3.840	7,65	9,19	16,70	1	Sudeste
43880000	-16,5	-46,0	0,07	1.881	3,75	4,50	7,50	1	Sudeste
44270080	-15,7	-44,5	527,73	46.342	112,75	135,30	180,00	3.062	Sudeste
44350080	-15,1	-44,1	526,89	52.199	127,00	152,40	200,00	2.012	Nordeste
45100000	-14,5	-44,7	2,50	1.254	2,50	3,00	5,45	28	Nordeste
45110000	-14,4	-44,4	2,80	2.301	4,59	5,50	10,00	11	Nordeste
45120000	-14,4	-44,7	3,15	2.470	4,92	5,91	10,74	25	Nordeste
45130000	-14,4	-44,6	2,63	3.691	7,36	8,83	16,05	10	Nordeste
45150000	-14,4	-45,1	1,36	749	1,49	1,79	3,25	15	Nordeste
45160000	-14,4	-45,1	2,33	1.891	3,77	4,52	8,22	26	Nordeste
45166000	-14,3	-45,0	2,80	1.575	3,14	3,77	6,85	32	Nordeste
45167000	-14,3	-45,0	3,00	755	1,51	1,81	3,29	34	Nordeste

45170000	-14,3	-44,5	1,68	2.193	4,37	5,25	9,54	7	Nordeste
45540000	-12,3	-45,3	1,27	1.248	2,49	2,99	5,43	14	Nordeste
45850080	-13,7	-44,6	1,45	5.054	10,08	12,09	14,00	8	Nordeste
46106080	-12,7	-43,3	2367,46	98.849	240,50	288,60	440,00	19.175	Nordeste
46542000	-12,2	-45,3	2,35	1.957	3,90	4,68	8,42	27	Nordeste
46588850	-11,8	-45,6	1,37	644	1,28	1,54	2,80	7	Nordeste
46589050	-11,8	-45,6	0,27	539	1,07	1,29	2,30	3	Nordeste
46590000	-12,6	-45,5	1,75	458	0,91	1,09	2,80	20	Nordeste
46590500	-11,8	-45,5	0,28	331	0,66	0,79	1,44	3	Nordeste
46590810	-11,9	-45,6	0,40	1.432	2,85	3,42	6,24	5	Nordeste
46590850	-11,9	-45,5	1,06	466	0,93	1,11	20,27	12	Nordeste
46590880	-11,9	-45,5	2,41	473	0,94	1,13	2,06	27	Nordeste
46590930	-11,9	-45,4	1,49	870	1,73	2,08	3,78	17	Nordeste
46590980	-11,9	-45,4	1,39	506	1,01	1,21	2,20	16	Nordeste
46769850	-11,1	-45,9	0,73	724	1,44	1,73	3,14	8	Nordeste
46771050	-11,1	-46,0	0,49	784	1,56	1,88	3,41	6	Nordeste
46772050	-11,5	-45,6	0,53	683	1,36	1,63	2,97	6	Nordeste
46773050	-11,4	-45,6	0,13	403	0,80	0,96	1,34	1	Nordeste
46774050	-11,3	-45,4	1,51	477	0,95	1,14	2,08	17	Nordeste
46775050	-11,2	-45,4	1,48	149	0,30	0,36	0,65	17	Nordeste
48600100	-8,8	-39,8	127,90	49.254	119,83	143,80	240,00	566	Nordeste
48600200	-8,7	-39,6	121,80	65.762	160,00	192,00	320,00	509	Nordeste
49340082	-9,6	-37,8	60,00	616.522	1500,00	1800,00	3000,00	255	Nordeste
51147000	-12,5	-41,5	0,01	2.634	5,25	6,30	10,50	0	Nordeste
51190000	-12,3	-41,2	2,30	215	0,43	0,51	0,93	10	Nordeste
51654500	-13,4	-39,2	0,28	1.179	2,35	2,82	4,70	1	Nordeste
51655000	-13,5	-39,2	0,03	2.684	5,35	6,42	10,70	0	Nordeste
52600000	-14,1	-40,1	14,14	3.219	6,42	7,70	11,65	281	Nordeste
52776000	-14,3	-39,8	3,12	543	1,08	1,30	5,80	51	Nordeste
52805000	-14,4	-39,4	7,00	5.518	11,00	13,20	26,30	29	Nordeste
53450000	-15,6	-41,2	7,10	1.693	3,38	4,05	6,75	57	Sudeste
53475000	-15,6	-41,0	2,80	2.082	4,15	4,98	8,30	15	Nordeste
53477000	-15,4	-41,0	7,60	1.655	3,30	3,96	6,60	29	Nordeste
53500000	-15,3	-40,9	1,70	1.505	3,00	3,60	6,00	9	Nordeste
53600000	-15,3	-43,8	10,00	2.421	4,83	5,79	9,65	38	Nordeste
53675000	-15,3	-40,8	8,00	1.906	3,80	4,56	7,60	139	Nordeste
53680000	-15,4	-40,5	14,10	3.223	6,43	7,71	12,85	86	Nordeste
53685000	-15,5	-40,4	21,00	3.023	6,03	7,23	12,05	80	Nordeste
53690000	-15,5	-40,3	16,50	2.345	4,68	5,61	9,35	63	Nordeste
53695000	-15,5	-40,1	8,90	2.596	5,18	6,21	10,35	34	Nordeste
53700000	-15,6	-39,9	18,00	3.261	6,50	7,80	13,00	146	Sudeste
53770000	-15,6	-39,9	22,00	4.390	8,75	10,50	17,50	209	Nordeste
53780000	-15,6	-39,7	16,00	6.409	12,78	15,33	25,55	88	Sudeste
53790000	-15,7	-39,7	11,00	6.634	13,23	15,87	26,45	100	Sudeste
53850000	-15,6	-39,4	8,00	5.619	11,20	13,44	22,40	56	Sudeste
54020080	-17,2	-43,1	162,00	22.054	53,66	64,39	90,00	1.835	Sudeste
54040080	-17,1	-42,9	5,78	12.783	31,10	37,32	45,00	65	Sudeste
54100051	-16,7	-43,1	30,70	2.469	4,92	5,91	11,00	348	Sudeste
54100061	-16,7	-43,0	0,94	3.052	6,08	7,30	13,50	11	Sudeste
54100071	-16,7	-42,9	1,67	1.740	3,47	4,16	7,50	19	Sudeste
54100080	-16,6	-42,9	41,60	14.509	35,30	42,36	55,00	471	Sudeste
54100081	-16,7	-42,9	0,27	6.513	12,98	15,58	27,00	3	Sudeste
54100091	-16,7	-42,8	2,92	1.053	2,10	2,52	6,00	33	Sudeste
54259080	-17,4	-43,0	61,30	16.304	39,67	47,60	90,00	694	Sudeste
54360080	-17,0	-42,5	10,80	8.265	20,11	24,13	40,00	122	Sudeste
54389080	-16,9	-42,4	44,00	8.727	21,23	25,48	35,00	498	Sudeste

54498080	-16,9	-42,1	37,51	7.453	18,13	21,76	35,00	143	Sudeste
54545080	-16,6	-41,9	108,29	23.948	58,27	69,92	110,00	703	Sudeste
54690080	-16,4	-41,1	151,00	32.032	77,93	93,52	175,00	1.373	Sudeste
54758080	-16,3	-40,8	62,80	22.585	54,95	65,94	100,00	538	Sudeste
54800080	-16,0	-40,0	151,00	36.104	87,84	105,41	174,00	767	Sudeste
55100000	-16,5	-40,0	0,82	161	0,32	0,39	0,70	3	Sudeste
55130000	-16,5	-39,9	4,30	313	0,62	0,75	1,36	27	Sudeste
55150000	-16,4	-39,9	6,11	280	0,56	0,67	1,22	53	Sudeste
55160000	-16,4	-39,8	3,00	230	0,46	0,55	1,00	11	Sudeste
55170000	-16,4	-39,8	3,30	398	0,79	0,95	1,73	44	Sudeste
55180000	-16,4	-39,7	1,00	186	0,37	0,44	0,81	9	Sudeste
55190000	-16,4	-39,6	2,20	482	0,96	1,15	2,10	41	Sudeste
55195000	-16,5	-39,4	2,80	580	1,16	1,39	2,52	28	Sudeste
55330000	-16,9	-40,2	1,29	256	0,51	0,61	1,11	16	Sudeste
55335000	-16,9	-40,2	2,40	122	0,24	0,29	0,53	20	Sudeste
55340000	-16,9	-39,8	3,00	496	0,99	1,19	2,16	53	Sudeste
55350000	-17,2	-40,2	0,11	652	1,30	1,56	2,60	2	Sudeste
55351000	-17,2	-40,1	0,69	552	1,10	1,32	2,20	3	Sudeste
55352000	-17,2	-40,2	1,51	201	0,40	0,48	0,80	17	Sudeste
55354000	-17,2	-40,0	1,57	1.254	2,50	3,00	5,00	9	Sudeste
55355000	-17,2	-40,0	2,20	1.480	2,95	3,54	5,90	35	Sudeste
55356000	-17,4	-39,9	12,84	2.107	4,20	5,04	8,40	94	Sudeste
55436000	-17,4	-40,3	3,18	172	0,34	0,41	0,75	17	Sudeste
55441000	-17,4	-40,1	3,10	388	0,77	0,93	1,69	19	Sudeste
55444000	-17,5	-40,1	3,20	335	0,67	0,80	1,46	23	Sudeste
55460000	-17,4	-39,9	3,50	389	0,78	0,93	1,69	13	Sudeste
55490000	-17,5	-39,7	8,50	582	1,16	1,39	2,53	159	Sudeste
55500000	-17,8	-39,8	3,00	87	0,17	0,21	0,38	35	Sudeste
55504000	-17,8	-39,8	3,40	57	0,11	0,14	0,25	30	Sudeste
55750000	-18,4	-41,5	0,30	259	0,52	0,62	1,10	1	Sudeste
55780000	-18,3	-41,2	0,50	293	0,58	0,70	1,20	2	Sudeste
55785000	-18,2	-41,3	0,30	293	0,58	0,70	1,30	1	Sudeste
55790000	-18,3	-41,3	1,90	314	0,63	0,75	1,40	7	Sudeste
55805000	-18,3	-41,1	1,50	443	0,88	1,06	1,90	6	Sudeste
55808000	-18,3	-41,0	2,50	485	0,97	1,16	2,10	10	Sudeste
55820000	-18,3	-41,8	3,30	472	0,94	1,13	2,10	13	Sudeste
55825000	-18,3	-40,8	1,70	556	1,11	1,33	2,40	7	Sudeste
55826000	-18,3	-40,7	1,80	468	0,93	1,12	2,00	7	Sudeste
55827000	-18,7	-41,3	0,80	787	1,57	1,88	3,40	3	Sudeste
55840000	-18,4	-40,8	1,10	526	1,05	1,26	2,30	4	Sudeste
55842000	-18,4	-40,8	1,10	815	1,62	1,95	3,60	4	Sudeste
55845000	-18,5	-40,6	2,90	1.137	2,27	2,72	4,90	11	Sudeste
55860000	-18,7	-40,4	4,90	957	1,91	2,29	4,20	19	Sudeste
55865000	-18,7	-40,3	2,90	970	1,93	2,32	4,20	11	Sudeste
55866000	-18,7	-40,4	5,50	1.007	2,01	2,41	4,40	25	Sudeste
55868000	-18,6	-40,5	2,60	677	1,35	1,62	2,90	10	Sudeste
55870000	-18,8	-41,0	2,60	322	0,64	0,77	1,40	10	Sudeste
55925000	-18,8	-40,9	0,70	309	0,62	0,74	1,30	3	Sudeste
55930000	-18,8	-40,9	0,40	334	0,67	0,80	1,50	2	Sudeste
55935000	-18,8	-40,8	2,90	870	1,73	2,08	3,80	14	Sudeste
55942000	-18,7	-40,7	0,50	367	0,73	0,88	1,60	2	Sudeste
55942500	-18,7	-40,5	2,80	663	1,32	1,59	2,90	11	Sudeste
55942550	-18,8	-40,4	1,30	1.079	2,15	2,58	4,70	5	Sudeste
56051080	-21,0	-43,4	24,40	1.881	3,75	4,50	7,50	226	Sudeste
56052000	-21,0	-43,3	2,50	1.254	2,50	3,00	5,00	29	Sudeste
56056080	-20,9	-43,2	10,02	4.264	8,50	10,20	17,00	72	Sudeste

56070080	-20,7	-43,1	8,87	4.139	8,25	9,90	16,50	59	Sudeste
56070500	-20,8	-43,3	4,91	2.007	4,00	4,80	8,00	27	Sudeste
56090080	-20,7	-43,1	8,30	4.891	9,75	11,70	19,50	57	Sudeste
56091080	-20,7	-43,1	10,02	3.762	7,50	9,00	10,00	70	Sudeste
56101075	-20,6	-43,0	2,40	9.864	24,00	28,80	48,00	22	Sudeste
56102075	-20,6	-43,1	3,02	6.165	15,00	18,00	30,00	16	Sudeste
56104075	-20,6	-43,1	2,33	9.248	22,50	27,00	45,00	21	Sudeste
56107080	-20,4	-43,0	1,40	6.165	15,00	18,00	30,00	10	Sudeste
56220000	-20,5	-43,5	3,38	2.007	4,00	4,80	8,00	57	Sudeste
56280080	-20,5	-43,2	1,17	2.508	5,00	6,00	10,00	6	Sudeste
56325000	-20,4	-43,2	1,80	2.834	5,65	6,78	11,30	15	Sudeste
56336080	-20,3	-43,1	3,01	2.759	5,50	6,60	11,00	26	Sudeste
56360500	-20,7	-42,7	5,40	1.881	3,75	4,50	7,50	37	Sudeste
56400080	-20,5	-42,7	8,19	2.885	5,75	6,90	11,50	54	Sudeste
56430000	-20,1	-42,8	26,27	11.714	28,50	34,20	57,00	135	Sudeste
56468080	-20,2	-42,4	1,35	2.902	5,78	6,94	14,00	6	Sudeste
56490000	-20,2	-42,4	0,01	1.823	3,63	4,36	8,00	0	Sudeste
56600080	-20,1	-43,3	27,09	2.508	5,00	6,00	11,00	350	Sudeste
56662080	-19,9	-43,1	4,22	6.020	12,00	14,40	24,00	47	Sudeste
56668080	-19,9	-43,0	5,60	3.010	6,00	7,20	9,00	21	Sudeste
56691080	-19,7	-42,9	4,50	4.139	8,25	9,90	16,50	77	Sudeste
56730085	-19,3	-42,4	8,85	13.700	33,33	40,00	75,00	47	Sudeste
56751080	-19,1	-43,4	1,41	2.492	4,97	5,96	13,00	28	Sudeste
56751380	-19,2	-43,4	1,78	1.070	2,13	2,56	5,50	29	Sudeste
56751680	-19,2	-43,3	1,60	1.404	2,80	3,36	7,00	14	Sudeste
56752080	-19,2	-43,2	3,07	3.131	6,24	7,49	15,00	29	Sudeste
56765500	-19,1	-43,2	1,22	1.033	2,06	2,47	5,00	5	Sudeste
56766080	-19,2	-43,1	0,33	2.897	5,78	6,93	15,00	2	Sudeste
56767000	-19,2	-43,2	0,31	2.717	5,42	6,50	14,00	1	Sudeste
56776280	-19,9	-43,4	3,00	1.630	3,25	3,90	10,00	60	Sudeste
56787980	-19,4	-43,1	4,24	4.891	9,75	11,70	19,50	16	Sudeste
56788060	-19,3	-43,1	3,56	3.834	7,64	9,17	16,60	25	Sudeste
56788070	-19,3	-43,0	4,28	5.276	10,52	12,62	23,00	45	Sudeste
56788080	-19,4	-43,0	1,22	4.059	8,09	9,71	17,60	23	Sudeste
56788086	-19,2	-43,0	2,36	6.480	12,92	15,50	28,40	36	Sudeste
56845100	-19,0	-42,8	3,40	2.007	4,00	4,80	8,00	43	Sudeste
56845130	-19,1	-42,6	1,58	3.386	6,75	8,10	13,50	19	Sudeste
56846120	-18,7	-42,5	4,17	293	0,58	0,70	1,40	43	Sudeste
56846150	-18,7	-42,3	2,40	5.334	10,63	12,76	20,10	32	Sudeste
56846200	-18,7	-42,4	0,62	2.855	5,69	6,83	10,40	3	Sudeste
56846240	-18,7	-42,4	1,20	2.533	5,05	6,06	10,30	12	Sudeste
56846360	-18,8	-42,6	18,80	119	0,24	0,29	0,50	92	Sudeste
56846370	-18,8	-42,5	13,12	861	1,72	2,06	3,70	181	Sudeste
56846380	-18,8	-42,5	6,96	2.095	4,18	5,01	10,10	84	Sudeste
56846420	-18,7	-42,3	2,03	2.375	4,73	5,68	10,50	12	Sudeste
56846780	-18,8	-42,2	2,33	3.963	7,90	9,48	15,80	40	Sudeste
56846980	-19,0	-42,8	5,60	2.592	5,17	6,20	8,90	75	Sudeste
56855180	-18,4	-42,8	1,60	1.777	3,54	4,25	8,00	17	Sudeste
56855480	-18,4	-42,8	0,33	1.296	2,58	3,10	6,00	1	Sudeste
56855680	-18,4	-42,7	2,40	1.505	3,00	3,60	7,00	19	Sudeste
56855880	-18,4	-42,6	2,23	1.417	2,83	3,39	6,00	9	Sudeste
56866085	-18,5	-42,4	5,20	1.923	3,83	4,60	9,00	61	Sudeste
56870980	-18,4	-42,3	2,85	3.161	6,30	7,56	14,00	11	Sudeste
56872080	-18,4	-42,2	2,50	4.093	8,16	9,79	18,00	10	Sudeste
56888085	-18,6	-42,1	5,20	3.039	6,06	7,27	14,00	22	Sudeste
56918180	-18,8	-41,9	11,80	3.850	7,68	9,21	17,00	47	Sudeste

56919880	-19,1	-41,7	66,13	48.911	119,00	142,80	238,00	252	Sudeste
56920300	-19,2	-41,4	6,14	16.646	40,50	48,60	81,00	31	Sudeste
56940000	-19,3	-41,8	5,75	3.010	6,00	7,20	12,00	101	Sudeste
56947580	-19,4	-41,4	3,54	29.593	72,00	86,40	144,00	25	Sudeste
56968080	-20,0	-41,9	7,63	6.225	12,41	14,89	8,00	47	Sudeste
56981500	-19,5	-41,7	4,52	3.386	6,75	8,10	13,50	73	Sudeste
56988855	-20,0	-47,4	0,05	115	0,23	0,28	0,46	1	Sudeste
56988865	-20,0	-47,5	0,20	1.279	2,55	3,06	5,10	1	Sudeste
56988875	-20,0	-47,4	0,10	251	0,50	0,60	1,00	0	Sudeste
56988885	-19,9	-47,5	0,05	218	0,44	0,52	0,87	0	Sudeste
56989385	-20,0	-41,7	51,00	6.725	16,36	19,63	54,00	338	Sudeste
56990000	-19,6	-41,4	10,63	6.772	13,50	16,20	27,00	75	Sudeste
56990780	-19,6	-41,3	10,39	11.303	27,50	33,00	55,00	40	Sudeste
56991080	-20,1	-41,0	0,98	3.126	6,23	7,48	17,50	19	Sudeste
56991680	-19,8	-41,0	5,50	2.316	4,62	5,54	10,00	26	Sudeste
56991880	-20,0	-41,1	6,51	2.132	4,25	5,10	8,50	88	Sudeste
56993980	-19,6	-40,6	16,00	18.153	44,17	53,00	105,00	83	Sudeste
56995580	-19,6	-40,5	19,00	17.468	42,50	51,00	94,00	73	Sudeste
56995980	-19,5	-40,2	76,00	29.970	72,92	87,50	166,00	397	Sudeste
56996200	-19,1	-41,0	0,02	137	0,27	0,33	0,42	0	Sudeste
57050010	-20,1	-40,5	0,07	2.926	5,83	7,00	14,00	1	Sudeste
57117000	-20,2	-40,8	3,93	1.304	2,60	3,12	5,20	63	Sudeste
57120000	-20,2	-40,6	0,37	2.308	4,60	5,52	9,20	6	Sudeste
57158000	-20,3	-40,9	0,15	2.090	4,17	5,00	11,00	1	Sudeste
57172000	-20,3	-40,7	0,33	3.344	6,67	8,00	16,00	1	Sudeste
57182000	-20,4	-40,6	0,04	4.599	9,17	11,00	22,00	0	Sudeste
57253000	-20,6	-41,0	0,10	1.672	3,33	4,00	8,00	2	Sudeste
57410000	-20,6	-41,6	0,06	3.762	7,50	9,00	16,00	1	Sudeste
57450000	-20,7	-41,6	0,66	2.508	5,00	6,00	11,00	4	Sudeste
57640000	-20,7	-41,1	0,00	878	1,75	2,10	3,50	0	Sudeste
57655000	-20,7	-41,1	0,00	1.505	3,00	3,60	6,00	0	Sudeste
57660000	-20,6	-41,1	0,02	552	1,10	1,32	2,20	0	Sudeste
57710000	-20,8	-41,2	3,07	3.762	7,50	9,00	19,00	13	Sudeste
57930000	-21,2	-41,8	0,01	1.254	2,50	3,00	5,00	0	Sudeste
57935000	-21,2	-41,8	1,48	6.577	16,00	19,20	30,00	6	Sudeste
57935015	-21,2	-41,7	0,01	1.254	2,50	3,00	5,00	0	Sudeste
58340000	-22,9	-44,4	0,03	805	1,60	1,93	3,50	0	Sudeste
58343000	-22,8	-44,3	0,25	266	0,53	0,64	1,06	4	Sudeste
58405000	-22,2	-42,9	0,06	427	0,85	1,02	1,86	1	Sudeste
58430000	-22,2	-43,1	0,05	3.679	7,33	8,80	18,60	0	Sudeste
58449000	-22,2	-43,1	0,05	3.846	7,67	9,20	17,20	0	Sudeste
58490080	-22,1	-44,2	3,40	620	1,24	1,48	3,00	31	Sudeste
58514000	-22,1	-43,7	13,00	1.418	2,83	3,39	7,43	102	Sudeste
58514080	-21,9	-43,6	0,09	953	1,90	2,28	3,80	0	Sudeste
58515080	-21,9	-43,6	0,56	1.304	2,60	3,12	5,20	8	Sudeste
58516080	-21,9	-43,5	2,97	9.030	18,00	21,60	22,60	20	Sudeste
58534080	-22,3	-44,3	3,64	3.971	7,92	9,50	16,39	27	Sudeste
58585080	-22,1	-43,5	33,10	5.823	14,17	17,00	47,30	303	Sudeste
58599000	-21,8	-43,3	0,97	276	0,55	0,66	1,10	6	Sudeste
58604000	-21,8	-43,2	0,10	150	0,30	0,36	0,60	1	Sudeste
58605000	-21,8	-43,3	0,58	991	1,98	2,37	3,95	5	Sudeste
58610000	-21,8	-43,1	0,67	502	1,00	1,20	2,00	3	Sudeste
58613000	-21,9	-43,1	0,16	2.483	4,95	5,94	9,90	2	Sudeste
58614000	-22,0	-43,2	0,56	6.293	12,54	15,05	7,90	3	Sudeste
58705100	-21,4	-43,3	17,08	2.688	5,36	6,43	12,00	90	Sudeste
58720000	-21,4	-43,5	0,46	752	1,50	1,80	3,00	2	Sudeste

58725000	-21,5	-43,4	0,55	2.007	4,00	4,80	8,00	2	Sudeste
58728000	-21,4	-43,1	8,61	2.241	4,47	5,36	10,00	60	Sudeste
58732000	-21,5	-43,1	0,45	1.798	3,58	4,30	8,00	2	Sudeste
58738080	-21,4	-42,9	4,35	6.443	15,68	18,81	33,00	30	Sudeste
58770000	-21,4	-42,8	3,21	6.605	13,17	15,80	27,00	15	Sudeste
58790000	-21,7	-42,3	10,20	6.542	15,92	19,10	36,00	40	Sudeste
58810000	-22,2	-42,6	0,14	796	1,59	1,90	3,00	1	Sudeste
58818000	-22,3	-42,5	0,03	1.809	3,61	4,33	7,10	1	Sudeste
58835000	-22,2	-42,4	0,39	2.883	5,75	6,90	9,00	2	Sudeste
58846001	-22,1	-42,1	0,43	1.265	2,52	3,03	5,50	4	Sudeste
58854001	-21,9	-42,1	0,99	2.732	5,45	6,53	11,90	4	Sudeste
58855000	-21,9	-42,0	1,05	1.873	3,73	4,48	7,40	4	Sudeste
58885000	-21,6	-41,8	19,68	21.064	51,25	61,50	123,00	78	Sudeste
58909000	-20,9	-42,4	0,35	2.458	4,90	5,88	9,80	2	Sudeste
58951000	-20,8	-42,1	7,29	1.480	2,95	3,54	5,90	40	Sudeste
58965000	-21,3	-41,9	5,70	2.107	4,20	5,04	8,40	22	Sudeste
59201000	-22,6	-43,1	0,80	253	0,51	0,61	1,01	14	Sudeste
59307081	-22,7	-43,9	4,00	24.661	60,00	72,00	120,00	65	Sudeste
60016079	-18,3	-47,2	40,74	8.426	20,50	24,60	41,00	298	Sudeste
60016090	-18,2	-47,4	30,18	9.659	23,50	28,20	47,00	115	Sudeste
60016100	-18,3	-47,7	44,09	7.436	18,09	21,71	107,00	168	Sudeste
60023000	-16,9	-47,2	198,60	10.275	25,00	30,00	67,00	2.072	Sudeste
60050000	-18,3	-47,8	5,70	7.535	18,33	22,00	51,00	22	Sudeste
60080000	-18,7	-47,6	0,06	481	0,96	1,15	2,00	0	Sudeste
60081000	-18,8	-47,6	0,03	232	0,46	0,56	1,20	0	Sudeste
60083000	-18,7	-47,6	0,02	168	0,33	0,40	0,80	0	Sudeste
60084000	-18,6	-47,6	2,20	221	0,44	0,53	1,10	8	Sudeste
60085000	-18,6	-47,6	2,70	363	0,72	0,87	1,80	10	Sudeste
60086000	-18,6	-47,6	2,80	675	1,35	1,62	3,40	11	Sudeste
60226080	-19,7	-47,4	20,50	6.869	13,69	16,43	28,20	78	Sudeste
60240000	-19,4	-46,5	0,01	227	0,45	0,54	9,93	0	Sudeste
60255000	-19,3	-46,5	0,33	1.405	2,80	3,36	5,60	1	Sudeste
60280000	-19,6	-47,0	0,01	264	0,53	0,63	1,44	0	Sudeste
60345000	-19,3	-47,9	2,42	1.329	2,65	3,18	5,30	27	Sudeste
60346000	-19,3	-47,9	0,13	3.146	6,27	7,53	21,00	0	Sudeste
60347000	-19,3	-47,9	0,50	1.352	2,69	3,23	8,00	6	Sudeste
60349000	-19,2	-47,9	1,34	3.013	6,01	7,21	14,00	5	Sudeste
60385000	-19,1	-48,3	0,85	778	1,55	1,86	3,10	3	Sudeste
60395000	-19,0	-48,4	0,05	1.856	3,70	4,44	7,40	0	Sudeste
60395500	-18,9	-48,4	3,43	7.149	14,25	17,10	28,50	13	Sudeste
60450000	-17,7	-48,5	132,00	40.382	98,25	117,90	235,00	504	Sudeste
60611000	-18,8	-49,1	1,63	526	1,05	1,26	2,29	6	Sudeste
60612000	-18,8	-49,0	0,05	577	1,15	1,38	2,51	0	Sudeste
60614000	-18,8	-49,1	0,05	469	0,93	1,12	2,04	0	Sudeste
60620000	-18,8	-49,2	1,10	489	0,97	1,17	2,13	4	Sudeste
60643550	-17,9	-50,9	0,12	577	1,15	1,38	2,30	0	Sudeste
60643650	-17,9	-50,9	0,09	1.003	2,00	2,40	4,00	0	Sudeste
60643750	-17,9	-50,8	0,17	1.104	2,20	2,64	4,40	1	Sudeste
60643850	-17,9	-50,6	0,67	1.856	3,70	4,44	7,40	3	Sudeste
60681401	-17,4	-51,1	0,52	3.863	7,70	9,24	15,40	2	Sudeste
60681501	-17,5	-51,2	3,29	3.863	7,70	9,24	15,40	13	Sudeste
60681801	-17,4	-51,1	6,32	4.841	9,65	11,58	19,30	24	Sudeste
60682001	-17,3	-50,9	0,71	5.543	11,05	13,26	22,10	3	Sudeste
60682100	-17,3	-50,9	2,86	2.032	4,05	4,86	8,10	11	Sudeste
60682200	-17,2	-51,0	0,95	5.869	11,70	14,04	23,40	4	Sudeste
60682300	-17,4	-50,8	4,04	4.339	8,65	10,38	17,30	15	Sudeste

60682400	-17,4	-50,8	2,18	4.816	9,60	11,52	19,20	8	Sudeste
60682501	-17,4	-50,8	12,10	2.634	5,25	6,30	10,50	46	Sudeste
60682800	-17,5	-50,8	3,43	4.440	8,85	10,62	17,70	39	Sudeste
60683301	-17,7	-50,6	9,28	7.374	14,70	17,64	29,40	35	Sudeste
60683501	-17,8	-50,6	1,96	7.349	14,65	17,58	29,30	7	Sudeste
60684001	-17,9	-50,5	22,90	10.433	25,38	30,46	48,30	87	Sudeste
60685001	-18,1	-50,2	126,44	15.392	37,45	44,94	74,90	483	Sudeste
60686001	-18,3	-50,2	78,69	13.255	32,25	38,70	64,50	300	Sudeste
60692001	-19,4	-48,6	20,90	928	1,85	2,22	3,70	80	Sudeste
60694001	-19,3	-48,7	14,60	1.781	3,55	4,26	7,10	69	Sudeste
60696001	-19,3	-48,8	3,50	1.655	3,30	3,96	6,60	13	Sudeste
60698001	-19,2	-48,9	4,50	2.709	5,40	6,48	10,80	17	Sudeste
60704001	-19,1	-50,1	3,90	2.558	5,10	6,12	10,20	15	Sudeste
60706001	-19,0	-49,2	8,60	5.719	11,40	13,68	22,80	33	Sudeste
60708001	-19,1	-49,4	7,90	7.374	14,70	17,64	29,40	30	Sudeste
60712001	-19,0	-49,6	3,20	2.809	5,60	6,72	11,20	12	Sudeste
60713001	-19,0	-49,6	4,10	4.665	9,30	11,16	18,60	42	Sudeste
60714001	-18,9	-49,8	2,00	4.966	9,90	11,88	19,80	8	Sudeste
60715001	-18,9	-49,8	2,40	3.988	7,95	9,54	15,90	9	Sudeste
60720001	-19,0	-49,9	2,20	3.085	6,15	7,38	12,30	8	Sudeste
60877180	-18,0	-51,8	3,14	3.595	7,17	8,60	14,00	12	Sudeste
60877400	-18,0	-51,9	0,09	552	1,10	1,32	2,20	0	Sudeste
60877410	-18,1	-51,9	3,57	953	1,90	2,28	3,80	14	Sudeste
60877420	-18,0	-51,9	1,41	3.160	6,30	7,56	12,60	5	Sudeste
60878000	-18,0	-51,8	70,60	11.679	28,42	34,10	70,00	270	Sudeste
60878010	-18,3	-51,4	68,60	10.377	25,25	30,30	62,00	262	Sudeste
60878030	-18,4	-51,3	26,00	18.701	45,50	54,60	99,00	99	Sudeste
60878200	-18,6	-51,5	201,00	24.214	58,91	70,70	157,00	767	Sudeste
60878220	-19,0	-51,1	66,00	13.873	33,75	40,50	74,00	252	Sudeste
60887500	-18,9	-51,4	30,60	4.223	8,42	10,10	21,00	117	Sudeste
60887600	-19,0	-51,3	21,10	6.200	15,08	18,10	31,00	81	Sudeste
60887700	-19,1	-51,2	36,00	6.200	15,08	18,10	39,00	137	Sudeste
60887800	-19,2	-50,9	68,30	6.885	16,75	20,10	42,00	261	Sudeste
60889100	-18,8	-52,5	3,21	2.174	4,33	5,20	8,00	12	Sudeste
60889200	-18,7	-52,3	3,70	2.801	5,58	6,70	10,40	14	Sudeste
60889300	-18,8	-52,3	0,83	1.338	2,67	3,20	4,90	3	Sudeste
61066080	-21,2	-44,8	13,80	6.234	15,17	18,20	64,50	133	Sudeste
61071000	-21,6	-44,7	0,00	253	0,51	0,61	1,01	0	Sudeste
61075000	-21,6	-44,9	0,33	460	0,92	1,10	2,10	1	Sudeste
61076000	-21,5	-45,0	4,00	1.672	3,33	4,00	7,20	28	Sudeste
61077000	-21,5	-44,9	0,30	752	1,50	1,80	3,20	1	Sudeste
61082000	-21,3	-44,9	2,00	4.599	9,17	11,00	12,00	26	Sudeste
61115500	-21,7	-46,5	2,70	2.383	4,75	5,70	10,00	10	Sudeste
61136040	-21,2	-44,8	1,10	6.346	12,65	15,18	27,60	13	Sudeste
61138080	-21,2	-44,9	0,68	6.208	12,38	14,85	27,00	3	Sudeste
61160000	-21,6	-45,2	0,15	418	0,83	1,00	1,98	1	Sudeste
61165000	-21,5	-45,2	0,30	502	1,00	1,20	2,00	1	Sudeste
61170000	-21,3	-45,2	0,03	293	0,58	0,70	1,44	0	Sudeste
61180000	-21,2	-45,2	1,48	878	1,75	2,10	4,60	18	Sudeste
61190000	-21,2	-45,3	1,91	1.547	3,08	3,70	5,40	25	Sudeste
61245000	-20,9	-45,1	2,36	790	1,58	1,89	3,50	9	Sudeste
61344100	-21,6	-45,5	1,70	709	1,41	1,70	4,83	9	Sudeste
61344200	-21,7	-45,5	0,77	4.022	8,02	9,62	15,00	6	Sudeste
61347600	-21,6	-45,5	1,05	6.814	13,58	16,30	25,40	4	Sudeste
61347650	-21,7	-45,7	0,96	2.333	4,65	5,58	8,80	4	Sudeste
61382800	-22,4	-45,3	0,45	187	0,37	0,45	0,81	5	Sudeste

61382900	-22,5	-45,4	0,93	572	1,14	1,37	2,53	9	Sudeste
61383100	-22,4	-45,4	0,74	112	0,22	0,27	0,49	3	Sudeste
61426080	-21,7	-45,7	20,50	11.508	28,00	33,60	57,00	116	Sudeste
61769000	-20,8	-47,5	6,30	3.169	6,32	7,58	12,00	24	Sudeste
61773500	-20,6	-47,8	3,80	3.491	6,96	8,35	13,20	15	Sudeste
61778000	-20,6	-48,0	2,70	3.173	6,33	7,59	12,00	10	Sudeste
61784500	-20,4	-48,0	6,50	4.306	8,58	10,30	16,20	25	Sudeste
61787000	-20,3	-48,2	12,00	4.223	8,42	10,10	15,90	46	Sudeste
61789000	-20,2	-48,3	6,60	3.135	6,25	7,50	11,80	25	Sudeste
61835000	-22,4	-46,1	0,44	276	0,55	0,66	1,10	8	Sudeste
61840000	-22,3	-46,2	0,16	226	0,45	0,54	0,90	3	Sudeste
61845000	-22,3	-46,2	0,04	63	0,13	0,15	0,25	0	Sudeste
61845500	-22,3	-46,3	0,67	163	0,33	0,39	0,65	3	Sudeste
61855000	-22,3	-46,5	2,72	176	0,35	0,42	0,70	21	Sudeste
61860000	-22,3	-46,7	0,50	828	1,65	1,98	3,30	2	Sudeste
61877500	-22,3	-46,8	0,25	1.196	2,38	2,86	3,25	1	Sudeste
61885500	-22,4	-46,8	0,19	1.019	2,03	2,44	2,75	1	Sudeste
61893500	-22,3	-46,8	0,16	1.317	2,63	3,15	5,25	1	Sudeste
61910400	-22,4	-46,7	0,08	376	0,75	0,90	1,50	0	Sudeste
61913400	-22,3	-46,8	0,65	1.551	3,09	3,71	4,50	2	Sudeste
61919100	-22,0	-46,9	0,00	418	0,83	1,00	1,60	0	Sudeste
61919300	-21,9	-46,8	0,03	376	0,75	0,90	1,50	0	Sudeste
61919500	-21,9	-47,0	1,59	1.003	2,00	2,40	4,00	6	Sudeste
61919600	-21,9	-46,9	0,09	702	1,40	1,68	2,80	0	Sudeste
61919700	-22,0	-47,1	6,67	1.154	2,30	2,76	4,60	25	Sudeste
61938000	-20,8	-48,4	28,26	10.447	25,42	30,50	63,00	108	Sudeste
61939001	-20,7	-48,3	29,67	13.769	33,50	40,20	67,00	113	Sudeste
61940000	-20,6	-48,6	24,41	12.262	29,83	35,80	46,50	93	Sudeste
61960000	-20,2	-49,5	2,20	2.638	5,26	6,31	12,00	8	Sudeste
61980000	-20,2	-49,7	5,70	3.457	6,89	8,27	16,00	23	Sudeste
62210000	-23,5	-47,0	1,23	2.759	5,50	6,60	11,00	10	Sudeste
62220000	-23,4	-47,2	12,10	6.271	12,50	15,00	25,00	210	Sudeste
62230000	-23,3	-47,3	0,81	5.769	11,50	13,80	23,00	3	Sudeste
62405000	-23,3	-47,5	0,58	6.165	15,00	18,00	30,00	2	Sudeste
62440100	-23,2	-47,6	0,77	3.971	7,92	9,50	19,00	3	Sudeste
62450000	-23,2	-47,7	4,92	886	1,77	2,12	16,60	20	Sudeste
62470000	-23,2	-47,8	10,11	1.330	2,65	3,18	12,80	39	Sudeste
62480200	-23,3	-47,8	2,94	2.408	4,80	5,76	9,60	11	Sudeste
62490000	-23,9	-47,9	17,18	1.772	3,53	4,24	18,60	168	Sudeste
62633000	-22,8	-46,9	0,02	226	0,45	0,54	0,90	0	Sudeste
62768000	-22,1	-48,1	0,90	426	0,85	1,02	1,70	3	Sudeste
62768500	-22,0	-48,1	20,30	803	1,60	1,92	3,20	77	Sudeste
62769000	-22,1	-48,1	5,20	251	0,50	0,60	1,00	20	Sudeste
63001100	-19,1	-53,2	59,17	7.429	14,81	17,77	29,60	226	Sudeste
63001500	-19,3	-52,8	6,14	4.519	9,01	10,81	14,00	68	Sudeste
63001691	-19,1	-52,7	3,29	1.029	2,05	2,46	4,10	13	Sudeste
63001693	-19,1	-52,7	8,22	1.130	2,25	2,70	4,50	31	Sudeste
63001695	-19,1	-52,6	3,32	2.786	5,55	6,66	11,10	13	Sudeste
63001697	-19,3	-52,4	16,76	3.213	6,40	7,68	10,55	64	Sudeste
63001703	-19,5	-52,5	30,38	5.388	13,11	15,73	30,26	116	Sudeste
63001880	-19,9	-52,3	172,07	22.971	55,89	67,07	111,70	657	Sudeste
63005080	-20,2	-52,1	92,54	28.626	69,65	83,58	139,20	353	Sudeste
63250000	-19,5	-53,7	11,00	2.550	5,08	6,10	11,00	42	Sudeste
63255000	-19,8	-53,5	21,51	4.682	9,33	11,20	18,70	82	Sudeste
63271100	-19,9	-53,4	2,37	1.505	3,00	3,60	5,90	9	Sudeste
63271400	-19,9	-53,4	11,90	6.200	15,08	18,10	30,00	45	Sudeste

63271800	-20,1	-53,3	9,74	5.351	10,67	12,80	21,30	37	Sudeste
63350080	-20,4	-52,9	40,00	9.898	24,08	28,90	54,00	392	Sudeste
63405000	-21,1	-52,3	89,00	13.221	32,17	38,60	72,00	340	Sudeste
64300090	-23,0	-48,8	1,94	702	1,40	1,68	2,80	7	Sudeste
64300100	-22,9	-49,1	1,22	1.279	2,55	3,06	5,10	5	Sudeste
64300150	-22,9	-49,2	0,41	1.756	3,50	4,20	7,00	2	Sudeste
64300200	-22,9	-49,2	0,74	1.856	3,70	4,44	7,40	3	Sudeste
64300250	-22,9	-49,5	2,60	2.985	5,95	7,14	11,90	10	Sudeste
64300300	-22,9	-49,5	1,46	2.709	5,40	6,48	10,80	6	Sudeste
64300350	-23,1	-49,8	3,57	3.186	6,35	7,62	12,70	18	Sudeste
64333150	-24,3	-50,0	1,69	1.455	2,90	3,48	5,80	19	Sudeste
64333450	-24,3	-50,0	0,94	1.053	2,10	2,52	4,20	5	Sudeste
64334150	-24,2	-50,1	3,50	677	1,35	1,62	2,70	15	Sudeste
64334550	-23,9	-50,0	1,65	2.910	5,80	6,96	12,00	6	Sudeste
64341850	-23,9	-50,6	3,54	882	1,76	2,11	3,76	24	Sudeste
64342950	-23,6	-50,5	2,80	920	1,83	2,20	3,92	12	Sudeste
64343050	-23,5	-50,5	0,22	723	1,44	1,73	3,08	1	Sudeste
64343150	-23,5	-50,5	4,88	1.877	3,74	4,49	9,80	20	Sudeste
64343350	-23,4	-50,5	2,93	1.873	3,73	4,48	8,00	11	Sudeste
64343750	-23,2	-50,5	2,93	1.568	3,13	3,75	6,70	20	Sudeste
64458000	-24,8	-50,5	30,10	14.557	35,42	42,50	67,00	399	Sul
64464990	-24,7	-50,5	9,40	10.412	25,33	30,40	47,00	111	Sul
64469100	-24,8	-50,2	0,07	1.053	2,10	2,52	4,20	0	Sul
64469200	-24,7	-50,2	0,20	1.831	3,65	4,38	7,30	4	Sul
64470050	-24,6	-50,4	0,22	1.104	2,20	2,64	4,40	3	Sul
64470100	-24,5	-50,4	0,34	4.515	9,00	10,80	18,00	1	Sul
64470150	-24,6	-50,4	2,21	2.471	4,93	5,91	9,85	27	Sul
64472850	-24,5	-50,3	0,19	296	0,59	0,71	1,18	2	Sul
64472900	-24,5	-50,3	0,15	414	0,83	0,99	1,65	1	Sul
64473300	-24,5	-50,3	0,15	677	1,35	1,62	2,70	1	Sul
64473700	-24,5	-50,3	0,07	1.003	2,00	2,40	4,00	1	Sul
64474100	-24,5	-50,4	0,06	314	0,63	0,75	1,25	0	Sul
64474200	-24,5	-50,3	0,64	828	1,65	1,98	3,30	2	Sul
64498500	-23,8	-51,0	65,00	60.625	147,50	177,00	340,00	615	Sudeste
64504200	-23,6	-51,0	27,30	31.888	77,58	93,10	156,00	234	Sudeste
64538100	-23,4	-51,7	0,40	247	0,49	0,59	1,40	2	Sudeste
64539100	-23,4	-51,7	1,16	259	0,52	0,62	1,10	4	Sudeste
64540600	-23,4	-51,8	3,55	451	0,90	1,08	1,92	17	Sudeste
64541100	-23,3	-51,8	2,44	364	0,72	0,87	1,56	12	Sudeste
64546100	-23,1	-52,0	6,22	574	1,14	1,37	2,45	33	Sudeste
64549100	-23,0	-52,0	1,35	1.217	2,43	2,91	5,20	6	Sudeste
64552600	-22,9	-52,1	2,45	1.099	2,19	2,63	4,70	13	Sudeste
64553100	-22,7	-52,1	13,13	1.967	3,92	4,70	8,40	50	Sudeste
64562100	-22,6	-52,0	3,01	1.171	2,33	2,80	5,00	20	Sudeste
64617000	-22,2	-55,7	8,45	1.136	2,26	2,72	5,75	32	Sudeste
64618020	-21,1	-54,8	22,10	686	1,37	1,64	3,46	84	Sudeste
64618030	-21,3	-54,7	27,50	1.470	2,93	3,52	4,08	105	Sudeste
64619830	-25,1	-50,9	0,14	1.768	3,52	4,23	7,56	1	Sul
64619860	-25,1	-50,9	0,45	1.070	2,13	2,56	4,47	2	Sul
64619880	-25,2	-50,9	0,56	648	1,29	1,55	2,76	6	Sul
64630200	-25,1	-51,4	0,05	343	0,68	0,82	1,36	1	Sul
64630400	-24,9	-51,5	0,02	4.904	9,78	11,73	19,50	0	Sul
64631600	-25,1	-51,5	0,01	340	0,68	0,81	1,35	0	Sul
64631650	-25,1	-51,5	0,02	1.430	2,85	3,42	5,70	0	Sul
64631700	-25,0	-51,4	0,02	1.059	2,11	2,53	4,20	0	Sul
64631800	-25,0	-51,5	0,02	1.183	2,36	2,83	4,70	0	Sul

64633250	-24,9	-51,6	3,70	853	1,70	2,04	3,40	14	Sul
64633400	-24,8	-51,5	0,60	1.116	2,23	2,67	4,45	2	Sul
64644950	-24,5	-51,5	239,00	24.901	60,58	72,70	168,00	1.001	Sul
64652500	-24,1	-51,6	43,90	25.723	62,58	75,10	138,00	168	Sudeste
64655200	-24,1	-51,7	25,00	22.332	54,33	65,20	122,00	109	Sudeste
64655800	-24,0	-52,0	24,09	18.598	45,25	54,30	98,00	95	Sudeste
64661000	-23,8	-52,1	30,00	18.530	45,08	54,10	96,00	164	Sudeste
64670100	-24,2	-52,3	0,54	618	1,23	1,48	4,50	2	Sudeste
64670120	-24,0	-52,4	0,05	698	1,39	1,67	4,79	0	Sudeste
64670140	-24,1	-52,4	0,10	556	1,11	1,33	1,15	0	Sudeste
64670400	-23,9	-52,3	0,22	907	1,81	2,17	4,30	1	Sudeste
64671010	-24,0	-52,3	3,49	1.079	2,15	2,58	5,20	36	Sudeste
64671020	-23,8	-52,2	1,68	1.062	2,12	2,54	8,60	6	Sudeste
64675900	-23,7	-52,3	31,90	27.880	67,83	81,40	144,00	494	Sudeste
64680250	-23,9	-52,6	0,78	319	0,64	0,76	1,27	4	Sudeste
64680300	-23,8	-52,6	0,17	1.455	2,90	3,48	5,80	1	Sudeste
64680350	-23,7	-52,6	0,24	878	1,75	2,10	3,50	2	Sudeste
64680450	-23,8	-52,5	0,14	1.041	2,08	2,49	4,15	1	Sudeste
64680500	-23,8	-52,6	0,04	1.204	2,40	2,88	4,80	0	Sudeste
64680550	-23,7	-52,6	0,12	790	1,58	1,89	3,15	0	Sudeste
64683300	-23,6	-52,8	3,81	376	0,75	0,90	1,50	21	Sudeste
64683400	-23,6	-52,7	12,46	752	1,50	1,80	3,00	48	Sudeste
64683700	-23,6	-52,7	2,16	2.082	4,15	4,98	8,30	18	Sudeste
64683900	-23,5	-52,6	3,42	903	1,80	2,16	3,60	13	Sudeste
64688100	-23,3	-53,1	133,00	23.976	58,33	70,00	120,00	537	Sudeste
64725010	-23,9	-55,0	15,00	2.174	4,33	5,20	10,00	84	Sudeste
64725050	-23,9	-54,9	22,00	3.093	6,17	7,40	14,00	110	Sudeste
64725080	-23,9	-50,7	15,00	4.306	8,58	10,30	19,00	252	Sudeste
64763000	-25,1	-52,0	0,83	2.383	4,75	5,70	9,50	17	Sul
64763020	-25,0	-52,1	4,20	4.189	8,35	10,02	16,70	18	Sul
64763500	-25,1	-52,2	2,66	4.089	8,15	9,78	16,30	10	Sul
64763750	-25,0	-52,3	3,77	4.540	9,05	10,86	18,10	21	Sul
64764450	-25,1	-52,5	6,23	4.465	8,90	10,68	17,80	30	Sul
64764650	-25,0	-52,4	4,20	6.848	13,65	16,38	27,30	16	Sul
64764900	-25,2	-52,5	7,66	6.647	13,25	15,90	26,50	29	Sul
64771450	-25,2	-52,7	7,67	6.371	12,70	15,24	25,40	36	Sul
64773700	-24,8	-52,4	3,74	1.668	3,33	3,99	7,00	15	Sul
64774000	-24,7	-52,5	3,77	1.630	3,25	3,90	7,00	14	Sul
64774600	-24,9	-52,5	3,50	4.214	8,40	10,08	18,00	13	Sul
64775900	-24,9	-52,6	6,10	3.445	6,87	8,24	15,00	23	Sul
64781900	-25,0	-52,7	3,55	4.139	8,25	9,90	16,50	55	Sul
64783800	-25,0	-52,7	6,28	4.063	8,10	9,72	16,20	24	Sul
64788500	-25,0	-52,8	3,72	7.425	14,80	17,76	29,60	14	Sul
64788610	-24,9	-53,3	0,02	339	0,68	0,81	1,35	0	Sul
64788620	-24,9	-53,3	0,06	552	1,10	1,32	2,20	0	Sul
64788630	-24,8	-53,4	0,12	523	1,04	1,25	2,10	2	Sul
64788640	-24,8	-53,2	0,15	184	0,37	0,44	0,74	1	Sul
64788650	-24,8	-53,2	2,64	1.125	2,24	2,69	4,50	10	Sul
64788660	-24,9	-53,2	0,23	1.375	2,74	3,29	5,10	1	Sul
64788670	-24,8	-53,2	0,31	1.154	2,30	2,76	4,60	1	Sul
64788680	-24,7	-53,2	0,18	1.033	2,06	2,47	4,10	1	Sul
64788690	-24,7	-53,2	0,58	2.011	4,01	4,81	8,00	2	Sul
64799250	-24,8	-53,0	31,45	7.542	18,35	22,02	36,70	149	Sul
64808100	-24,1	-53,0	9,60	2.558	5,10	6,12	10,90	37	Sudeste
64809300	-24,1	-53,0	7,00	2.746	5,47	6,57	11,70	81	Sudeste
64815010	-24,2	-53,4	4,60	5.485	10,93	13,12	23,40	18	Sudeste

64819990	-24,4	-53,2	58,41	21.640	52,65	63,18	105,30	223	Sul
64822900	-24,3	-53,4	40,45	27.846	67,75	81,30	135,50	154	Sudeste
64829500	-24,3	-53,7	18,81	19.852	48,30	57,96	96,60	93	Sudeste
64836000	-24,2	-54,1	40,79	20.797	50,60	60,72	101,20	202	Sudeste
64847300	-24,7	-53,8	0,07	78	0,16	0,19	0,31	0	Sul
64847400	-24,7	-53,8	0,21	164	0,33	0,39	0,65	1	Sul
64847500	-24,6	-53,9	0,71	191	0,38	0,46	0,76	3	Sul
64848450	-24,6	-53,9	0,38	95	0,19	0,23	0,38	2	Sul
64848500	-24,6	-53,9	0,36	524	1,04	1,25	2,10	3	Sul
64848550	-24,7	-54,1	0,21	295	0,59	0,71	1,18	2	Sul
64850000	-24,6	-54,0	0,04	327	0,65	0,78	1,30	1	Sul
64852100	-24,4	-54,1	0,48	605	1,21	1,45	2,40	2	Sul
64852200	-24,5	-54,1	0,10	823	1,64	1,97	3,60	0	Sul
64853400	-24,4	-54,2	0,17	232	0,46	0,55	0,92	1	Sul
64853800	-24,5	-54,1	0,11	829	1,65	1,98	3,50	0	Sul
64853900	-24,5	-54,2	1,27	565	1,13	1,35	2,25	5	Sul
64861300	-24,9	-53,8	0,25	276	0,55	0,66	1,20	1	Sul
64861500	-24,9	-53,8	1,00	439	0,88	1,05	1,90	4	Sul
64864800	-24,8	-54,0	3,15	936	1,87	2,24	4,00	20	Sul
64870100	-24,8	-54,1	0,40	1.467	2,93	3,51	6,30	2	Sul
64870200	-24,8	-54,2	0,40	656	1,31	1,57	2,80	6	Sul
64892700	-25,2	-54,1	0,06	208	0,42	0,50	0,83	0	Sul
64893300	-25,1	-54,1	0,20	183	0,37	0,44	0,73	1	Sul
64893900	-25,1	-54,1	0,14	196	0,39	0,47	0,78	1	Sul
64894000	-25,1	-54,2	0,59	396	0,79	0,95	1,58	6	Sul
64894300	-25,1	-54,1	0,12	489	0,98	1,17	1,95	2	Sul
64894550	-25,1	-54,3	0,13	376	0,75	0,90	1,50	1	Sul
65006100	-26,1	-51,1	0,01	226	0,45	0,54	0,90	0	Sul
65006200	-26,0	-51,2	0,01	451	0,90	1,08	1,80	0	Sul
65006400	-26,1	-51,3	0,02	1.059	2,11	2,53	4,22	0	Sul
65006500	-26,1	-51,3	3,00	607	1,21	1,45	2,42	15	Sul
65041200	-25,5	-50,8	2,20	4.921	9,81	11,77	26,60	11	Sul
65260050	-26,6	-50,7	3,34	1.304	2,60	3,12	5,20	38	Sul
65289400	-26,7	-50,1	0,14	181	0,36	0,43	0,72	3	Sul
65289500	-26,5	-51,1	0,41	226	0,45	0,54	0,90	2	Sul
65289600	-26,5	-51,0	0,17	640	1,28	1,53	2,55	3	Sul
65289700	-26,6	-50,1	0,61	173	0,35	0,41	0,69	12	Sul
65289900	-26,5	-51,0	0,10	288	0,58	0,69	1,15	2	Sul
65379901	-26,4	-51,3	2,33	3.156	6,29	7,55	13,20	33	Sul
65384801	-26,3	-51,3	1,92	3.014	6,01	7,21	16,20	23	Sul
65765100	-25,8	-51,3	0,55	2.487	4,96	5,95	10,00	11	Sul
65766000	-25,9	-51,4	2,05	1.940	3,87	4,64	8,30	13	Sul
65767000	-26,0	-51,4	1,90	2.604	5,19	6,23	11,20	15	Sul
65775180	-26,3	-51,6	3,82	3.562	7,10	8,52	14,40	25	Sul
65775280	-26,3	-51,7	0,40	2.968	5,92	7,10	12,00	6	Sul
65775940	-26,2	-51,8	1,30	3.142	6,26	7,51	12,70	10	Sul
65775960	-26,2	-51,8	0,68	4.354	8,68	10,41	17,60	4	Sul
65775970	-26,2	-51,9	1,74	2.498	4,98	5,98	10,10	13	Sul
65775990	-26,1	-51,9	1,66	7.298	14,55	17,46	29,50	18	Sul
65783100	-26,2	-52,1	0,24	439	0,88	1,05	1,75	5	Sul
65783150	-26,1	-52,1	0,77	941	1,88	2,25	3,75	6	Sul
65783200	-26,0	-52,2	0,24	878	1,75	2,10	3,50	1	Sul
65783250	-26,0	-52,2	0,39	1.505	3,00	3,60	6,00	2	Sul
65790600	-26,1	-52,3	0,31	226	0,45	0,54	0,90	1	Sul
65791000	-26,2	-52,3	0,05	2.057	4,10	4,92	8,20	0	Sul
65791500	-26,2	-52,3	0,09	2.759	5,50	6,60	11,00	0	Sul

65792001	-26,1	-52,2	0,23	2.508	5,00	6,00	10,00	4	Sul
65792600	-26,0	-52,2	0,20	589	1,18	1,41	2,35	4	Sul
65792800	-26,0	-52,2	0,03	1.003	2,00	2,40	4,00	1	Sul
65792900	-26,0	-52,2	0,05	188	0,38	0,45	0,75	0	Sul
65806400	-25,5	-51,4	0,11	727	1,45	1,74	2,90	0	Sul
65807900	-25,5	-51,6	0,11	778	1,55	1,86	3,10	2	Sul
65813700	-25,6	-51,8	0,69	2.308	4,60	5,52	9,20	12	Sul
65813850	-25,6	-51,7	0,68	803	1,60	1,92	3,20	11	Sul
65813950	-25,5	-51,7	2,46	702	1,40	1,68	2,80	41	Sul
65814600	-25,7	-51,9	1,55	1.681	3,35	4,02	6,70	16	Sul
65815010	-25,7	-52,0	0,29	8.972	17,88	21,46	29,70	6	Sul
65815650	-25,8	-51,5	0,05	1.380	2,75	3,30	5,00	1	Sul
65815750	-25,7	-51,6	0,59	752	1,50	1,80	3,00	11	Sul
65815850	-25,7	-51,6	0,30	426	0,85	1,02	1,70	2	Sul
65816000	-25,7	-51,7	0,26	928	1,85	2,22	3,70	1	Sul
65817500	-25,7	-51,8	0,60	740	1,48	1,77	2,95	12	Sul
65820000	-25,7	-51,8	1,00	1.430	2,85	3,42	5,70	20	Sul
65820500	-25,6	-51,9	0,55	878	1,75	2,10	3,50	9	Sul
65860700	-25,6	-52,3	4,04	2.057	4,10	4,92	8,20	66	Sul
65925150	-26,4	-52,1	5,08	4.612	9,19	11,03	18,50	65	Sul
65925200	-26,4	-52,1	4,86	4.398	8,77	10,52	17,50	39	Sul
65925250	-26,3	-52,4	11,00	6.878	16,73	20,08	36,50	157	Sul
65925350	-26,3	-52,5	6,43	6.977	13,91	16,69	28,50	25	Sul
65925400	-26,3	-52,6	1,04	6.350	12,66	15,19	26,00	4	Sul
65926200	-26,2	-52,7	6,65	7.031	14,02	16,82	28,50	30	Sul
65945600	-26,2	-53,0	0,18	251	0,50	0,60	1,00	1	Sul
65945610	-26,2	-52,9	0,01	113	0,23	0,27	0,45	0	Sul
65945620	-26,2	-52,9	0,03	201	0,40	0,48	0,80	1	Sul
65945630	-26,2	-52,9	0,55	153	0,31	0,37	0,61	2	Sul
65945640	-26,1	-52,9	0,74	389	0,78	0,93	1,55	3	Sul
65945650	-26,1	-52,9	0,25	238	0,48	0,57	0,95	1	Sul
65946920	-26,1	-53,0	2,28	1.505	3,00	3,60	6,00	9	Sul
65946940	-26,1	-53,0	0,38	1.279	2,55	3,06	5,10	1	Sul
65947100	-26,1	-52,9	0,18	1.254	2,50	3,00	5,00	1	Sul
65947150	-25,9	-53,0	2,01	1.505	3,00	3,60	6,00	8	Sul
65955500	-25,9	-53,0	3,53	7.324	14,60	17,52	29,20	13	Sul
65957500	-25,9	-52,9	2,36	7.073	14,10	16,92	28,20	9	Sul
65982550	-26,1	-53,6	0,23	652	1,30	1,56	2,60	1	Sul
65982750	-26,1	-53,7	0,48	677	1,35	1,62	2,70	2	Sul
65982950	-26,1	-53,6	0,79	690	1,38	1,65	2,75	3	Sul
65983150	-26,1	-53,6	2,98	2.007	4,00	4,80	8,00	11	Sul
65983180	-26,0	-53,7	0,61	1.329	2,65	3,18	5,30	2	Sul
65983250	-26,0	-53,6	0,64	878	1,75	2,10	3,50	2	Sul
65983400	-25,8	-53,7	1,30	1.129	2,25	2,70	4,50	5	Sul
66012000	-14,5	-56,9	1,90	669	1,33	1,60	3,00	7	Norte
66018200	-14,6	-57,7	1,84	527	1,05	1,26	1,20	7	Norte
66018250	-14,5	-57,7	0,17	617	1,23	1,48	2,46	3	Norte
66018500	-14,5	-57,8	0,13	1.447	2,89	3,46	5,77	0	Norte
66018550	-14,5	-57,9	0,25	2.285	4,56	5,47	9,11	2	Norte
66018600	-14,6	-57,8	3,36	288	0,58	0,69	1,15	46	Norte
66018700	-14,6	-57,9	4,50	371	0,74	0,89	1,48	27	Norte
66018800	-14,6	-57,8	1,07	527	1,05	1,26	2,10	13	Norte
66018900	-14,7	-57,8	1,97	635	1,27	1,52	2,53	29	Norte
66019000	-14,6	-57,9	0,43	1.028	2,05	2,46	4,10	2	Norte
66021000	-14,8	-57,8	1,10	3.386	6,75	8,10	13,50	10	Norte
66022000	-14,8	-57,8	4,50	5.769	11,50	13,80	23,00	42	Norte

66023000	-14,7	-57,8	0,80	4.264	8,50	10,20	17,00	12 Norte
66025100	-14,8	-58,1	25,33	4.344	8,66	10,39	6,20	319 Isolado
66025150	-14,8	-58,2	2,02	1.655	3,30	3,96	11,00	23 Isolado
66025300	-14,8	-58,2	115,62	2.308	4,60	5,52	6,10	1.310 Isolado
66025350	-14,7	-58,2	3,49	3.980	7,93	9,52	9,00	40 Isolado
66025400	-14,9	-58,1	0,51	1.020	2,03	2,44	4,60	6 Isolado
66027130	-15,0	-57,8	1,27	4.063	8,10	9,72	16,20	5 Norte
66027140	-15,0	-57,9	0,41	4.465	8,90	10,68	17,80	2 Norte
66027150	-15,0	-57,9	3,63	3.737	7,45	8,94	14,90	14 Norte
66045080	-15,1	-58,1	0,04	981	1,96	2,35	3,91	0 Isolado
66091090	-16,0	-55,2	0,04	276	0,55	0,66	1,10	0 Sudeste
66091110	-16,0	-55,1	0,06	677	1,35	1,62	2,70	0 Sudeste
66091130	-16,1	-55,2	0,13	828	1,65	1,98	3,30	1 Sudeste
66091150	-16,1	-55,1	0,14	577	1,15	1,38	2,30	1 Sudeste
66091152	-16,0	-55,2	0,60	217	0,43	0,52	1,00	2 Sudeste
66091154	-16,1	-55,1	0,51	448	0,89	1,07	2,00	2 Sudeste
66091500	-16,2	-54,9	2,50	7.232	14,42	17,30	19,00	25 Sudeste
66092100	-16,3	-55,1	0,36	1.530	3,05	3,66	6,10	1 Sudeste
66092300	-16,3	-55,1	1,03	1.079	2,15	2,58	4,50	4 Sudeste
66097300	-16,7	-54,8	1,05	4.139	8,25	9,90	18,00	4 Sudeste
66113200	-17,6	-54,4	1,05	1.400	2,79	3,35	5,20	4 Sudeste
66114000	-17,5	-54,4	22,00	3.925	7,83	9,39	14,50	84 Sudeste
66187500	-15,2	-55,1	0,02	1.731	3,45	4,14	6,90	0 Norte
66187600	-15,3	-55,2	0,01	226	0,45	0,54	0,90	0 Norte
66187700	-15,2	-55,2	0,06	768	1,53	1,84	3,06	1 Norte
66187800	-15,2	-55,4	0,76	712	1,42	1,70	2,84	3 Norte
66187900	-15,1	-55,4	2,80	1.533	3,06	3,67	6,11	11 Norte
66271000	-15,7	-55,5	0,32	920	1,83	2,20	3,55	4 Sudeste
66273000	-15,8	-55,6	0,05	878	1,75	2,10	3,40	1 Sudeste
66275400	-15,9	-55,5	0,01	281	0,56	0,67	1,12	0 Sudeste
66275450	-16,2	-55,5	0,01	68	0,14	0,16	0,27	0 Sudeste
66275500	-16,0	-55,5	0,01	366	0,73	0,88	1,46	0 Sudeste
66275550	-16,1	-55,5	0,01	736	1,47	1,76	2,80	0 Sudeste
66280010	-16,3	-55,4	0,03	239	0,48	0,57	0,95	0 Sudeste
66280020	-16,3	-55,5	0,04	76	0,15	0,18	0,30	0 Sudeste
66280030	-16,4	-55,4	0,02	157	0,31	0,38	0,63	0 Sudeste
66280060	-16,4	-55,4	0,08	509	1,02	1,22	2,03	0 Sudeste
66280070	-16,5	-55,3	0,18	698	1,39	1,67	4,00	2 Sudeste
66280081	-16,5	-55,4	0,21	1.304	2,60	3,12	5,20	1 Sudeste
66290000	-16,4	-55,5	0,05	3.700	7,38	8,85	15,00	0 Sudeste
66841001	-18,0	-53,4	0,01	4.841	9,65	11,58	19,30	0 Sudeste
66842000	-18,0	-53,4	0,18	627	1,25	1,50	2,50	1 Sudeste
66843000	-18,0	-53,4	2,27	2.132	4,25	5,10	8,50	9 Sudeste
66844000	-18,0	-53,5	5,04	2.759	5,50	6,60	11,00	34 Sudeste
66845000	-18,0	-53,8	8,63	3.261	6,50	7,80	13,00	33 Sudeste
66849000	-18,2	-54,5	4,69	4.891	9,75	11,70	19,50	18 Sudeste
66865810	-19,5	-54,5	0,39	995	1,98	2,38	3,50	1 Sudeste
66865820	-19,5	-54,5	0,74	1.049	2,09	2,51	4,00	3 Sudeste
66865830	-19,5	-54,4	0,63	1.338	2,67	3,20	5,00	2 Sudeste
66865840	-19,4	-54,3	1,16	1.580	3,15	3,78	6,00	4 Sudeste
66865850	-19,5	-54,3	6,11	2.002	3,99	4,79	8,00	23 Sudeste
66865860	-19,3	-54,2	9,09	1.630	3,25	3,90	6,50	35 Sudeste
66865880	-19,1	-54,2	10,83	3.637	7,25	8,70	14,50	41 Sudeste
66865910	-19,0	-54,3	13,00	5.945	11,85	14,22	23,70	50 Sudeste
66865940	-18,9	-54,5	3,89	5.518	11,00	13,20	22,00	44 Sudeste
66865970	-18,7	-54,6	4,97	7.809	19,00	22,80	38,00	19 Sudeste

66868100	-18,5	-53,6	7,08	602	1,20	1,44	2,40	27	Sudeste
66868200	-18,5	-53,8	32,22	2.584	5,15	6,18	10,30	123	Sudeste
66868600	-18,5	-54,0	11,42	2.834	5,65	6,78	11,30	44	Sudeste
66868700	-18,7	-54,5	8,97	5.393	10,75	12,90	21,50	98	Sudeste
66944000	-21,8	-55,0	24,40	1.408	2,81	3,37	7,54	93	Sudeste
66949000	-20,5	-55,3	285,40	6.489	15,79	18,94	43,66	1.090	Sudeste
70140000	-28,5	-49,9	0,03	251	0,50	0,60	1,00	0	Sul
70140700	-28,7	-50,0	0,04	1.329	2,65	3,18	5,30	1	Sul
70140800	-28,7	-50,1	0,07	1.254	2,50	3,00	5,00	1	Sul
70140900	-28,7	-50,0	0,08	1.806	3,60	4,32	7,20	2	Sul
70150080	-28,5	-50,2	45,50	18.153	44,17	53,00	104,00	800	Sul
70208000	-28,6	-50,1	0,06	640	1,28	1,53	2,55	1	Sul
70210000	-28,6	-50,1	0,22	640	1,28	1,53	2,55	4	Sul
70210080	-28,6	-50,3	1,04	840	1,68	2,01	3,35	20	Sul
70220080	-28,7	-50,3	0,08	2.383	4,75	5,70	9,50	2	Sul
70230000	-28,6	-50,4	0,46	1.630	3,25	3,90	6,50	2	Sul
70250000	-28,2	-50,2	1,01	2.157	4,30	5,16	8,60	18	Sul
70280000	-28,3	-50,2	0,51	1.104	2,20	2,64	4,40	9	Sul
70305000	-28,8	-50,3	0,25	401	0,80	0,96	1,60	5	Sul
70310000	-28,7	-50,4	0,10	351	0,70	0,84	1,40	2	Sul
70320000	-28,7	-50,4	0,00	351	0,70	0,84	1,40	0	Sul
70330000	-28,6	-50,5	0,02	527	1,05	1,26	2,10	0	Sul
70340000	-28,5	-50,5	0,02	451	0,90	1,08	1,80	0	Sul
70360000	-28,6	-50,5	0,02	1.380	2,75	3,30	5,50	0	Sul
70380000	-28,5	-50,5	0,02	828	1,65	1,98	3,30	0	Sul
70550100	-28,2	-50,5	3,00	1.706	3,40	4,08	6,80	60	Sul
70550300	-28,3	-50,6	0,58	3.010	6,00	7,20	12,00	12	Sul
70550400	-28,3	-50,6	1,83	5.568	11,10	13,32	22,20	37	Sul
70630400	-28,5	-50,8	1,50	828	1,65	1,98	3,30	17	Sul
70630500	-28,5	-50,8	3,10	1.254	2,50	3,00	5,00	62	Sul
70630600	-28,4	-50,8	1,05	4.515	9,00	10,80	18,00	17	Sul
70650100	-28,4	-51,0	1,19	623	1,24	1,49	2,70	10	Sul
70650200	-28,4	-50,9	0,50	255	0,51	0,61	1,10	8	Sul
70650300	-28,3	-50,9	1,42	322	0,64	0,77	1,40	28	Sul
70650400	-28,3	-50,8	0,35	690	1,38	1,65	3,00	7	Sul
70650500	-28,4	-50,9	0,60	1.154	2,30	2,76	5,00	10	Sul
70650600	-28,4	-50,9	0,12	1.359	2,71	3,25	5,90	2	Sul
70700000	-28,0	-50,7	0,35	760	1,52	1,82	3,03	7	Sul
70710000	-28,1	-50,6	1,77	514	1,03	1,23	2,05	36	Sul
70720000	-28,1	-50,8	0,05	579	1,16	1,39	2,31	1	Sul
70730000	-28,1	-50,8	0,27	416	0,83	1,00	1,66	5	Sul
70740000	-28,1	-50,8	1,07	482	0,96	1,15	1,92	22	Sul
70750000	-28,1	-50,8	1,44	527	1,05	1,26	2,10	28	Sul
70760000	-28,0	-50,9	0,74	2.388	4,76	5,71	9,52	15	Sul
70770000	-28,1	-50,9	0,29	2.566	5,12	6,14	10,23	6	Sul
70780000	-28,2	-50,9	0,10	938	1,87	2,24	3,74	2	Sul
71387002	-27,5	-50,6	52,00	8.905	21,67	26,00	47,00	302	Sul
71497020	-27,1	-50,7	6,17	1.054	2,10	2,52	4,50	43	Sul
71497040	-27,2	-50,8	3,70	1.095	2,18	2,62	4,70	14	Sul
71497050	-27,3	-50,8	4,83	4.824	9,62	11,54	20,60	41	Sul
71499500	-27,2	-50,7	14,20	6.271	12,50	15,00	28,00	81	Sul
71540080	-27,6	-50,9	104,00	40.416	98,33	118,00	214,00	489	Sul
71900000	-27,6	-51,2	0,14	627	1,25	1,50	2,50	1	Sul
71905000	-27,6	-51,8	0,83	2.508	5,00	6,00	10,00	3	Sul
71960200	-27,7	-51,4	0,07	928	1,85	2,22	3,70	1	Sul
72480001	-27,7	-51,9	0,09	2.333	4,65	5,58	7,50	0	Sul

72482000	-27,8	-51,8	0,59	978	1,95	2,34	6,50	2 Sul
72484000	-27,6	-51,8	0,46	3.077	6,13	7,36	11,50	2 Sul
72500000	-27,6	-51,6	0,01	978	1,95	2,34	3,90	0 Sul
72790000	-27,1	-51,4	0,57	1.104	2,20	2,64	4,40	2 Sul
72790100	-27,1	-51,3	0,06	211	0,42	0,50	0,84	0 Sul
72790200	-27,1	-51,3	0,04	752	1,50	1,80	3,00	0 Sul
72790300	-27,2	-51,3	0,19	853	1,70	2,04	3,40	1 Sul
72790400	-27,1	-51,3	0,21	3.762	7,50	9,00	15,00	2 Sul
72790500	-27,3	-51,3	0,30	1.380	2,75	3,30	5,50	1 Sul
72790600	-27,2	-51,4	0,34	1.756	3,50	4,20	7,00	1 Sul
72862000	-27,5	-51,6	0,00	589	1,18	1,41	2,35	0 Sul
72864000	-27,4	-51,6	0,34	890	1,78	2,13	3,55	2 Sul
73250000	-27,0	-52,1	1,20	1.497	2,98	3,58	5,60	5 Sul
73310000	-27,0	-52,1	1,80	1.258	2,51	3,01	4,70	7 Sul
73340000	-27,0	-52,1	1,10	807	1,61	1,93	3,00	5 Sul
73360000	-27,0	-52,2	1,70	2.462	4,91	5,89	9,20	6 Sul
73375000	-27,0	-52,3	1,20	2.161	4,31	5,17	5,60	5 Sul
73390000	-27,1	-52,3	2,60	2.040	4,07	4,88	7,60	21 Sul
73406010	-26,9	-52,5	0,01	67	0,13	0,16	0,28	0 Sul
73406020	-27,0	-52,5	0,06	105	0,21	0,25	0,45	0 Sul
73406040	-27,0	-52,6	0,06	155	0,31	0,37	0,65	0 Sul
73406050	-27,0	-52,3	0,05	163	0,33	0,39	0,70	0 Sul
73406060	-27,0	-52,5	0,03	176	0,35	0,42	0,75	0 Sul
73406070	-27,0	-52,5	0,02	63	0,12	0,15	0,27	0 Sul
73406080	-27,1	-52,5	0,04	329	0,66	0,79	1,40	0 Sul
73406090	-27,0	-52,5	0,02	105	0,21	0,25	0,45	0 Sul
73572500	-26,8	-51,9	0,30	1.196	2,38	2,86	6,30	2 Sul
73573500	-26,8	-52,1	2,90	1.931	3,85	4,62	8,40	11 Sul
73574350	-26,7	-52,2	0,06	702	1,40	1,68	2,80	0 Sul
73574400	-26,7	-52,2	0,28	301	0,60	0,72	1,20	4 Sul
73574450	-26,6	-52,3	0,04	276	0,55	0,66	1,10	0 Sul
73574500	-26,7	-52,1	0,70	2.032	4,05	4,86	8,10	4 Sul
73575080	-26,6	-52,2	2,50	4.088	8,15	9,78	13,80	14 Sul
73575200	-26,6	-52,2	0,20	401	0,80	0,96	1,60	1 Sul
73576080	-26,6	-52,2	2,40	2.834	5,65	6,78	11,30	22 Sul
73580080	-26,6	-52,2	4,40	2.483	4,95	5,94	9,90	31 Sul
73585080	-26,6	-52,3	0,55	3.261	6,50	7,80	13,00	2 Sul
73595080	-26,6	-52,3	0,36	2.257	4,50	5,40	9,00	1 Sul
73650000	-26,7	-52,6	4,24	12.618	30,70	36,84	61,40	19 Sul
73683080	-26,8	-52,0	1,90	650	1,30	1,56	2,90	9 Sul
73698080	-26,8	-52,5	3,40	4.808	9,58	11,50	17,20	14 Sul
73708080	-26,9	-52,6	0,22	244	0,49	0,58	8,50	1 Sul
73709080	-26,9	-52,6	0,17	773	1,54	1,85	27,53	3 Sul
73709081	-26,9	-52,6	0,17	384	0,77	0,92	1,53	3 Sul
73709500	-26,8	-52,6	2,63	6.658	16,20	19,44	32,40	22 Sul
73709700	-26,8	-52,6	1,11	2.358	4,70	5,64	9,40	4 Sul
73720080	-26,8	-52,6	0,89	6.672	13,30	15,96	26,60	16 Sul
73750000	-26,9	-52,7	9,01	12.988	31,60	37,92	63,20	37 Sul
73800000	-26,9	-52,8	5,25	17.324	42,15	50,58	84,30	20 Sul
73860080	-26,9	-52,9	2,13	4.640	9,25	11,10	18,50	10 Sul
73870000	-26,9	-52,9	7,26	10.132	24,65	29,58	49,30	28 Sul
73890000	-27,1	-53,0	16,36	8.631	21,00	25,20	42,00	63 Sul
74111000	-28,2	-53,1	3,00	2.257	4,50	5,40	9,00	12 Sul
74112000	-28,2	-53,0	0,30	1.254	2,50	3,00	5,00	1 Sul
74112500	-28,1	-53,1	9,90	1.881	3,75	4,50	7,50	41 Sul
74113000	-28,0	-53,2	4,00	2.759	5,50	6,60	11,00	16 Sul

74113500	-27,9	-53,1	2,70	2.383	4,75	5,70	9,50	16	Sul
74113700	-27,9	-53,0	0,17	314	0,63	0,75	1,25	1	Sul
74113800	-28,0	-53,1	1,39	283	0,57	0,68	1,13	5	Sul
74113900	-27,8	-53,0	0,04	502	1,00	1,20	2,00	0	Sul
74114000	-27,6	-53,2	3,00	2.759	5,50	6,60	11,00	11	Sul
74115000	-27,7	-53,3	3,20	2.291	4,57	5,48	10,00	12	Sul
74130000	-27,7	-53,2	2,92	3.282	6,54	7,85	24,00	11	Sul
74135000	-27,6	-53,2	0,93	2.696	5,38	6,45	17,00	4	Sul
74280000	-26,7	-53,6	0,83	1.426	2,84	3,41	5,66	3	Sul
74290000	-26,7	-53,5	1,23	2.136	4,26	5,11	8,50	5	Sul
74330005	-27,2	-53,7	60,80	148.911	362,30	434,76	724,60	242	Sul
74342100	-27,6	-53,6	0,10	1.158	2,31	2,77	4,60	0	Sul
74380000	-28,0	-53,7	2,57	167	0,33	0,40	0,70	10	Sul
74380001	-27,9	-53,8	11,39	460	0,92	1,10	2,00	49	Sul
74380002	-27,8	-53,8	9,70	376	0,75	0,90	1,60	37	Sul
74380003	-27,8	-53,8	7,94	878	1,75	2,10	3,80	31	Sul
74380004	-27,7	-53,8	3,04	502	1,00	1,20	2,20	12	Sul
74380006	-27,7	-53,9	0,20	585	1,17	1,40	2,50	1	Sul
74380011	-27,7	-53,9	0,24	1.003	2,00	2,40	4,40	1	Sul
74380012	-27,5	-54,0	1,17	1.296	2,58	3,10	5,60	4	Sul
74380013	-27,6	-53,9	0,79	1.212	2,42	2,90	5,30	3	Sul
74380014	-27,5	-54,0	0,60	836	1,67	2,00	3,60	3	Sul
74380015	-27,4	-53,9	1,29	1.463	2,92	3,50	6,40	5	Sul
74380016	-27,4	-53,9	0,14	836	1,67	2,00	3,60	1	Sul
74380017	-27,4	-54,0	2,26	1.463	2,92	3,50	6,40	9	Sul
74600000	-27,9	-54,6	0,09	389	0,78	0,93	1,55	0	Sul
74620000	-27,9	-54,7	1,47	263	0,53	0,63	1,05	6	Sul
74640000	-27,8	-54,8	0,31	627	1,25	1,50	2,50	1	Sul
74660000	-27,7	-54,7	1,29	426	0,85	1,02	1,70	5	Sul
74680000	-27,7	-54,8	1,62	778	1,55	1,86	3,10	20	Sul
74776080	-27,8	-55,0	1155,00	184.957	450,00	540,00	2800,00	5.053	Sul
75000800	-28,3	-53,8	5,30	1.463	2,92	3,50	6,50	21	Sul
75000815	-28,3	-53,7	1,84	735	1,47	1,76	2,93	7	Sul
75000825	-28,4	-53,7	0,22	1.714	3,42	4,10	4,88	1	Sul
75000830	-28,4	-53,7	0,34	401	0,80	0,96	1,60	1	Sul
75000850	-28,3	-53,6	0,46	502	1,00	1,20	2,00	2	Sul
75000855	-28,3	-53,6	0,08	251	0,50	0,60	1,00	0	Sul
75000895	-28,3	-53,7	4,86	669	1,33	1,60	3,00	27	Sul
75000901	-28,4	-53,9	2,95	3.303	6,58	7,90	14,50	11	Sul
75100001	-28,4	-53,9	7,53	1.212	2,42	2,90	5,50	29	Sul
75100200	-28,4	-54,0	1,44	1.505	3,00	3,60	7,00	6	Sul
75241000	-28,7	-53,9	0,40	460	0,92	1,10	2,30	2	Sul
75241030	-28,7	-53,9	1,16	460	0,92	1,10	2,00	4	Sul
75241040	-28,6	-53,9	3,62	460	0,92	1,10	2,00	14	Sul
75241060	-28,6	-54,0	1,86	711	1,42	1,70	3,00	8	Sul
75241080	-28,5	-54,0	5,72	1.589	3,17	3,80	6,80	22	Sul
75289000	-28,8	-54,0	1,41	585	1,17	1,40	2,50	6	Sul
75289010	-28,8	-54,0	2,54	1.171	2,33	2,80	5,00	10	Sul
75289030	-28,5	-54,3	11,99	2.007	4,00	4,80	8,00	47	Sul
75289060	-28,5	-54,3	0,75	2.968	5,92	7,10	13,50	3	Sul
75289090	-28,5	-54,4	0,33	1.171	2,33	2,80	5,00	1	Sul
75290100	-28,4	-54,7	24,23	5.412	13,17	15,80	30,00	99	Sul
75380050	-28,7	-54,5	2,33	627	1,25	1,50	2,50	9	Sul
75380060	-28,7	-54,6	5,52	1.338	2,67	3,20	5,50	27	Sul
75380100	-28,9	-54,7	2,19	502	1,00	1,20	2,00	8	Sul
75380110	-28,8	-54,6	6,89	1.212	2,42	2,90	5,50	32	Sul

75380200	-28,8	-54,8	29,87	3.094	6,17	7,40	13,40	135	Sul
75380220	-28,6	-54,9	22,88	3.553	7,08	8,50	15,00	93	Sul
75380250	-28,5	-55,2	22,98	4.055	8,08	9,70	18,00	90	Sul
75700100	-28,8	-55,2	12,82	1.045	2,08	2,50	4,50	67	Sul
75700200	-28,8	-55,3	3,60	669	1,33	1,60	3,00	18	Sul
75700230	-28,7	-55,4	21,77	1.505	3,00	3,60	6,50	109	Sul
75700250	-28,9	-55,4	14,96	711	1,42	1,70	3,00	68	Sul
75700280	-28,8	-55,5	5,34	836	1,67	2,00	3,50	22	Sul
75700300	-28,8	-55,7	33,56	1.672	3,33	4,00	7,00	130	Sul
76253000	-29,5	-54,1	0,55	5.017	10,00	12,00	20,00	2	Sul
76253500	-29,5	-54,0	0,54	2.759	5,50	6,60	11,00	4	Sul
76254000	-29,4	-54,2	1,22	3.574	7,13	8,55	14,25	15	Sul
76255000	-29,5	-54,2	1,81	2.132	4,25	5,10	8,50	9	Sul
76260000	-29,6	-54,2	0,58	1.129	2,25	2,70	4,50	2	Sul
77170080	-30,1	-57,5	1770,00	70.215	170,83	205,00	745,00	6.940	Sul
81000010	-25,0	-49,6	0,15	2.395	4,78	5,73	10,00	3	Sul
81000020	-25,1	-49,7	0,20	1.785	3,56	4,27	6,00	4	Sul
81000030	-25,0	-49,6	0,29	5.355	10,68	12,81	22,00	2	Sul
81118810	-24,8	-49,5	0,05	903	1,80	2,16	3,70	0	Sul
81130010	-24,8	-49,5	0,09	1.505	3,00	3,60	6,30	1	Sul
81150100	-24,8	-49,4	0,15	301	0,60	0,72	1,13	3	Sul
81167500	-24,8	-49,0	43,78	26.449	64,35	77,22	128,70	819	Sul
81168100	-24,5	-49,1	0,01	217	0,43	0,52	0,90	0	Sul
81168200	-24,5	-49,1	0,02	176	0,35	0,42	0,70	0	Sul
81168300	-24,5	-49,1	0,02	309	0,62	0,74	1,25	0	Sul
81168400	-24,5	-49,1	0,02	627	1,25	1,50	2,50	0	Sul
81168500	-24,6	-49,1	0,05	916	1,83	2,19	3,50	0	Sul
81300200	-25,1	-48,7	0,08	246	0,49	0,59	0,98	2	Sul
81300400	-25,0	-48,6	0,02	1.763	3,52	4,22	7,03	0	Sul
81301900	-25,3	-49,0	0,45	167	0,33	0,40	0,60	8	Sul
81301950	-25,3	-49,0	1,80	188	0,38	0,45	0,70	33	Sul
81302000	-25,1	-48,9	0,30	100	0,20	0,24	0,40	6	Sul
81302100	-25,1	-48,9	0,15	192	0,38	0,46	0,70	3	Sul
81302200	-25,1	-48,7	0,30	217	0,43	0,52	0,80	6	Sul
81302300	-25,0	-48,7	0,40	748	1,49	1,79	2,70	8	Sul
81302400	-25,0	-48,6	0,36	3.332	6,64	7,97	15,00	7	Sul
82230050	-26,0	-49,1	0,17	991	1,97	2,37	4,30	3	Sul
82230100	-25,8	-48,9	0,45	1.033	2,06	2,47	4,50	9	Sul
82230150	-25,8	-49,0	0,16	740	1,48	1,77	3,20	3	Sul
82230200	-25,9	-49,0	0,08	3.445	6,87	8,24	15,00	2	Sul
82230820	-25,9	-49,0	0,44	1.242	2,48	2,97	5,40	9	Sul
82230825	-25,9	-49,0	0,21	497	0,99	1,19	2,20	4	Sul
82230880	-25,9	-49,0	0,92	2.107	4,20	5,04	9,20	10	Sul
82231000	-25,8	-49,0	0,07	3.156	6,29	7,55	13,80	1	Sul
82270000	-26,2	-49,0	0,79	347	0,69	0,83	1,50	16	Sul
82370000	-26,4	-49,3	0,01	878	1,75	2,10	3,50	0	Sul
82380000	-26,4	-49,3	0,01	301	0,60	0,72	1,20	0	Sul
82390000	-26,4	-49,3	0,02	589	1,18	1,41	2,35	0	Sul
82390700	-26,4	-49,2	0,01	2.935	5,85	7,02	11,70	0	Sul
82390800	-26,4	-49,3	0,01	1.455	2,90	3,48	5,80	0	Sul
82400000	-26,5	-49,5	0,08	331	0,66	0,79	1,32	1	Sul
82400100	-26,5	-49,4	0,10	665	1,33	1,59	2,65	2	Sul
82400300	-26,5	-49,4	0,10	527	1,05	1,26	2,10	0	Sul
83009300	-27,6	-49,1	0,02	1.254	2,50	3,00	5,00	0	Sul
83009500	-27,5	-49,2	0,04	502	1,00	1,20	2,00	1	Sul
83010100	-27,5	-49,1	0,03	732	1,46	1,75	3,19	1	Sul

83010300	-27,5	-49,1	0,08	991	1,97	2,37	4,29	0	Sul
83010400	-27,5	-49,1	0,03	849	1,69	2,03	3,69	0	Sul
83089100	-27,1	-50,2	0,02	251	0,50	0,60	1,00	0	Sul
83180000	-27,7	-49,5	0,01	552	1,10	1,32	2,20	0	Sul
83303900	-27,2	-49,7	0,04	2.508	5,00	6,00	10,00	1	Sul
83341000	-27,2	-49,5	0,39	6.170	12,30	14,76	24,60	3	Sul
83350500	-27,0	-49,4	3,20	4.097	8,17	9,80	11,50	58	Sul
83352000	-26,8	-49,4	0,03	5.017	10,00	12,00	20,00	0	Sul
83410050	-26,8	-49,5	0,00	489	0,98	1,17	2,15	0	Sul
83420050	-26,9	-49,5	0,00	627	1,25	1,50	2,75	0	Sul
83672000	-26,8	-49,3	0,01	414	0,83	0,99	1,65	0	Sul
83672500	-26,7	-49,3	0,07	627	1,25	1,50	2,50	1	Sul
83680000	-27,0	-49,2	0,55	2.483	4,95	5,94	9,90	11	Sul
83700000	-27,0	-49,2	0,25	3.010	6,00	7,20	12,00	5	Sul
84400002	-28,1	-49,1	0,03	263	0,53	0,63	1,05	0	Sul
84400006	-28,0	-49,3	0,10	238	0,48	0,57	0,95	0	Sul
84400010	-28,1	-49,2	0,08	1.104	2,20	2,64	4,40	1	Sul
84400030	-28,1	-49,2	0,35	3.052	6,08	7,30	15,00	1	Sul
84400060	-28,2	-49,2	0,23	690	1,38	1,65	2,75	1	Sul
84400071	-28,2	-49,4	0,00	123	0,25	0,29	0,49	0	Sul
84400072	-28,2	-49,3	0,04	221	0,44	0,53	0,88	1	Sul
84400073	-28,2	-49,4	0,04	243	0,49	0,58	0,97	0	Sul
84400074	-28,2	-49,3	0,02	83	0,17	0,20	0,33	0	Sul
84400075	-28,4	-49,2	0,00	15	0,03	0,04	0,1	0,0	Sul
84400076	-28,3	-49,2	0,01	113	0,23	0,27	0,5	0,2	Sul
84400078	-28,4	-49,1	0,01	537	1,07	1,28	2,1	0,2	Sul
84400080	-28,3	-49,2	0,13	451	0,90	1,08	1,8	0,5	Sul
84400090	-28,4	-49,3	0,12	1.129	2,25	2,70	4,5	1,9	Sul
84400100	-28,4	-49,2	0,17	527	1,05	1,26	2,1	0,6	Sul
84400110	-28,5	-49,2	0,13	464	0,93	1,11	1,9	0,5	Sul
84550000	-27,5	-48,9	0,82	301	0,60	0,72	1,2	16,0	Sul
84560000	-28,0	-49,0	0,00	479	0,96	1,15	1,9	0,0	Sul
84570000	-28,1	-49,0	0,05	389	0,78	0,93	1,6	0,2	Sul
84581000	-27,8	-49,0	0,02	188	0,38	0,45	0,8	0,4	Sul
84582000	-27,9	-49,0	0,26	1.191	2,38	2,85	4,8	3,6	Sul
84583000	-27,8	-48,9	0,01	404	0,81	0,97	1,6	0,2	Sul
84584000	-27,7	-48,9	0,04	263	0,53	0,63	1,1	0,1	Sul
84584500	-27,6	-49,0	0,01	389	0,78	0,93	1,6	0,3	Sul
84584600	-27,7	-49,0	0,01	306	0,61	0,73	1,2	0,1	Sul
84584700	-27,8	-48,9	0,02	1.016	2,03	2,43	4,1	0,1	Sul
84600000	-27,6	-48,9	0,00	502	1,00	1,20	2,0	0,0	Sul
85055000	-28,6	-52,7	0,67	2.032	4,05	4,86	8,1	2,6	Sul
85060000	-28,6	-52,6	0,34	903	1,80	2,16	3,6	1,3	Sul
85090000	-28,7	-52,7	0,94	890	1,78	2,13	3,6	3,6	Sul
85100000	-28,6	-52,8	0,67	941	1,88	2,25	3,8	2,6	Sul
85225000	-28,7	-52,9	0,74	1.304	2,60	3,12	5,2	2,8	Sul
86110000	-28,8	-50,6	2,50	3.846	7,67	9,20	20,0	40,5	Sul
86140000	-28,9	-50,8	0,53	4.640	9,25	11,10	18,5	10,7	Sul
86200000	-28,8	-50,8	2,00	5.617	13,67	16,40	34,0	39,1	Sul
86230000	-28,8	-50,9	0,43	4.306	8,58	10,30	17,5	8,5	Sul
86231000	-29,1	-50,6	0,19	541	1,08	1,29	1,7	4,1	Sul
86235000	-28,8	-51,0	2,67	10.686	26,00	31,20	51,0	40,7	Sul
86240000	-28,9	-51,0	0,57	3.971	7,92	9,50	16,0	7,6	Sul
86250000	-28,9	-51,2	2,30	10.344	25,17	30,20	57,0	34,3	Sul
86260100	-29,1	-51,1	0,14	301	0,60	0,72	1,1	0,6	Sul
86260200	-29,0	-51,1	0,10	326	0,65	0,78	1,2	1,9	Sul

86260400	-29,1	-51,2	0,16	1.572	3,13	3,76	6,0	0,7	Sul
86260500	-29,0	-51,2	0,21	2.295	4,57	5,49	8,7	0,8	Sul
86260600	-29,0	-51,2	0,15	615	1,23	1,47	2,3	0,6	Sul
86340000	-28,5	-51,4	3,50	669	1,33	1,60	2,7	61,5	Sul
86375000	-28,5	-51,3	0,06	251	0,50	0,60	1,2	1,0	Sul
86400000	-28,6	-51,4	0,37	4.306	8,58	10,30	19,5	4,7	Sul
86410000	-28,8	-51,4	1,70	6.371	15,50	18,60	30,0	31,8	Sul
86505000	-29,1	-51,8	12,80	16.918	41,16	49,39	112,0	228,5	Sul
86544000	-28,5	-52,2	0,60	376	0,75	0,90	1,6	2,3	Sul
86545000	-28,9	-52,0	1,81	5.740	13,97	16,76	30,0	34,8	Sul
86560000	-29,0	-51,9	0,81	5.728	13,94	16,72	30,0	16,3	Sul
86575000	-29,0	-51,9	0,47	4.122	8,22	9,86	18,0	9,4	Sul
86600100	-29,2	-52,2	0,41	1.250	2,49	2,99	4,9	6,3	Sul
86600400	-29,1	-52,2	0,37	926	1,85	2,22	3,6	7,5	Sul
86600500	-29,2	-52,2	0,54	1.263	2,52	3,02	4,9	2,2	Sul
86600600	-29,2	-52,3	0,25	1.263	2,52	3,02	5,2	2,0	Sul
86600700	-29,2	-52,2	0,43	828	1,65	1,98	3,2	5,8	Sul
87365000	-29,4	-50,8	0,08	0	0,00	0,00	1,4	1,7	Sul
87700020	-31,0	-52,7	0,12	439	0,88	1,05	1,8	0,5	Sul

ANEXO III: TERMOELÉTRICAS CANDIDATAS

NUM	SUBS	FCMIN	CAPAC	FCMAX	Tec.	CINV
2	Sudeste	0	131	0,83	OLEO	-
9	Sudeste	0	32	0,81	DIESEL	-
13	Sudeste	0,8	1350	0,89	NUCLEAR	-
19	Sudeste	0	10	0,64	DIESEL	-
105	Sudeste	0	28	0,96	BIOMASSA	-
171	Sudeste	0,96	400	1	GAS	-
172	Sudeste	0	100	0,87	GAS	-
173	Sudeste	0	200	0,87	GAS	-
24	Sul	0,69	363	0,91	CARVAO	-
26	Sul	0,25	100	0,49	CARVAO	-
27	Sul	0,5	132	0,8	CARVAO	-
31	Sul	0	66	0,75	OLEO	-
169	Sul	0	4	0,82	BIOMASSA	-
152	Nordeste	0	49,7	0,96	OLEO	-
217	Sudeste	0,4	1175	0,92	GAS	122.198.616,10
218	Sudeste	0,4	1175	0,92	GAS	122.198.616,10
219	Sudeste	0,4	1175	0,92	GAS	122.198.616,10
223	Sudeste	0,4	1175	0,92	GAS	122.198.616,10
224	Sudeste	0,4	1175	0,92	GAS	122.198.616,10
225	Sudeste	0,4	1175	0,92	GAS	122.198.616,10
226	Sudeste	0,4	1175	0,92	GAS	122.198.616,10
227	Sudeste	0,4	1175	0,92	GAS	122.198.616,10
257	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
258	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
259	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
260	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
261	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
262	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
263	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
264	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
265	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
266	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
267	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
268	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
269	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
270	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
271	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
272	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
273	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
274	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
275	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
276	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
277	Sudeste	0	221,43	0,93	GAS	10.709.174,72
323	Sudeste	0,4	700	0,87	CARVAO	207.349.360,17
324	Sudeste	0,4	700	0,87	CARVAO	207.349.360,17
325	Sudeste	0,4	700	0,87	CARVAO	207.349.360,17
338	Sudeste	0	266,67	0,74	OLEO	30.666.553,43
339	Sudeste	0	266,67	0,74	OLEO	30.666.553,43
376	Sudeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
377	Sudeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
378	Sudeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58

475	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
476	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
477	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
478	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
479	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
480	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
481	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
482	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
483	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
484	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
485	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
486	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
487	Sudeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
500	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
501	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
502	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
503	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
504	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
505	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
506	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
507	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
508	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
509	Sudeste	0,4	45	0,92	BIOMASSA	19.321.299,29
514	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
515	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
516	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
517	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
518	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
519	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
520	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
521	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
522	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
523	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
524	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
525	Sudeste	0,4	120	0,93	BIOMASSA	116.301.280,75
231	Sul	0,4	500	0,92	GAS	51.999.411,11
232	Sul	0,4	500	0,92	GAS	51.999.411,11
233	Sul	0,4	500	0,92	GAS	51.999.411,11
280	Sul	0	200	0,93	GAS	9.672.740,57
281	Sul	0	200	0,93	GAS	9.672.740,57
282	Sul	0	200	0,93	GAS	9.672.740,57
283	Sul	0	200	0,93	GAS	9.672.740,57
284	Sul	0	200	0,93	GAS	9.672.740,57
285	Sul	0	200	0,93	GAS	9.672.740,57
299	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	103.674.680,08
303	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
304	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
305	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
306	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
307	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
308	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
309	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
310	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
311	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
312	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
313	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97

314	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
315	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
316	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
317	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
318	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
319	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
320	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
321	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
527	Sul	0,4	60	0,93	BIOMASSA	58.150.640,37
557	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
558	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
559	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
560	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
561	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
562	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
650	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	103.674.680,08
651	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	103.674.680,08
652	Sul	0,4	350	0,87	CARVAO	141.742.287,97
237	Nordeste	0,4	500	0,92	GAS	51.999.411,11
238	Nordeste	0,4	500	0,92	GAS	51.999.411,11
242	Nordeste	0,4	500	0,92	GAS	51.999.411,11
243	Nordeste	0,4	500	0,92	GAS	51.999.411,11
295	Nordeste	0,7	1000	0,92	NUCLEAR	486.337.080,83
327	Nordeste	0,4	700	0,87	CARVAO	207.349.360,17
328	Nordeste	0,4	700	0,87	CARVAO	207.349.360,17
329	Nordeste	0,4	700	0,87	CARVAO	207.349.360,17
360	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
361	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
362	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
363	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
364	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
365	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
366	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
367	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
368	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
369	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
423	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
424	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
425	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
426	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
427	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
428	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
429	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
430	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
431	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
432	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
433	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
434	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
435	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
436	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
437	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
438	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
439	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
440	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
441	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
442	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58

443	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
444	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
445	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
446	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
447	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
448	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
449	Nordeste	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
488	Nordeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
489	Nordeste	0	150	0,88	BIOMASSA	64.404.330,95
529	Nordeste	0,4	60	0,93	BIOMASSA	58.150.640,37
609	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
610	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
611	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
612	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
613	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
614	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
615	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
616	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
617	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
618	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
619	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
620	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
621	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
622	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
623	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
624	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
625	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
626	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
627	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
628	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
629	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
630	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
631	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
632	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
633	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
634	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
635	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
636	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
637	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
638	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
639	Nordeste	0	100	0,24	SOLAR	50.970.923,10
331	Norte	0,4	700	0,87	CARVAO	207.349.360,17
332	Norte	0,4	700	0,87	CARVAO	207.349.360,17
333	Norte	0,4	700	0,87	CARVAO	207.349.360,17
335	Norte	0	200	0,74	DIESEL	21.494.979,04
336	Norte	0	200	0,74	DIESEL	21.494.979,04
343	Norte	0	200	0,74	OLEO	22.999.627,57
344	Norte	0	200	0,74	OLEO	22.999.627,57
345	Norte	0	200	0,74	OLEO	22.999.627,57
346	Norte	0	200	0,74	OLEO	22.999.627,57
347	Norte	0	200	0,74	OLEO	22.999.627,57
348	Norte	0	200	0,74	OLEO	22.999.627,57
349	Norte	0	200	0,74	OLEO	22.999.627,57
451	Norte	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
452	Norte	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
453	Norte	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58

454	Norte	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
455	Norte	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
456	Norte	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
457	Norte	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
458	Norte	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
459	Norte	0	100	0,92	BIOMASSA	29.147.191,58
287	Isolado	0	200	0,93	GAS	9.672.740,57
288	Isolado	0	200	0,93	GAS	9.672.740,57
1	Sudeste	0,78	657	0,79	NUCLEAR	-
4	Sudeste	0	440	0,78	OLEO	-
7	Sudeste	0	36	0,74	OLEO	-
8	Sudeste	0	126,59	0,96	GAS	-
10	Sudeste	0,77	1405	0,9	NUCLEAR	-
12	Sudeste	0	529,2	0,9	GAS	-
14	Sudeste	0	148	0,94	OLEO	-
15	Sudeste	0	204	0,95	GAS	-
17	Sudeste	0	337,56	0,96	GAS	-
20	Sudeste	0	184	0,96	OLEO	-
21	Sudeste	0	330	0,97	GAS	-
34	Sudeste	0	206,35	0,86	GAS	-
36	Sudeste	0	330	0,97	GAS	-
46	Sudeste	0	176	0,97	OLEO	-
49	Sudeste	0	174,6	0,96	OLEO	-
54	Sudeste	0	87,05	0,9	GAS	-
63	Sudeste	0	226	0,94	GAS	-
66	Sudeste	0	272	0,88	VAPOR	-
72	Sudeste	0	386,08	0,68	GAS	-
75	Sudeste	0,1	739,25	0,96	GAS	-
77	Sudeste	0,1	296,75	0,97	GAS	-
86	Sudeste	0	500	0,92	GAS	-
87	Sudeste	0	200	0,78	DIESEL	-
88	Sudeste	0,24	249,9	0,96	GAS	-
89	Sudeste	0,11	249,9	0,94	GAS	-
104	Sudeste	0	28,2	0,96	BIOMASSA	-
108	Sudeste	0	53,7	0,89	DIESEL	-
153	Sudeste	0	44,44	0,81	DIESEL	-
155	Sudeste	0	145,2	0,92	DIESEL	-
174	Sudeste	0	168,93	0,87	GAS	-
178	Sudeste	0	922,62	0,95	GAS	-
179	Sudeste	0	928,7	0,96	GAS	-
182	Sudeste	0	174,3	0,76	DIESEL	-
183	Sudeste	0,41	490	0,86	GAS PROCE	-
187	Sudeste	0	385,9	0,97	GAS	-
189	Sudeste	0	385,9	0,3	GAS	-
196	Sudeste	0,79	196,52	0,83	GAS PROCE	-
197	Sudeste	0	132,4	0,92	GAS	-
198	Sudeste	0	217,6	0,92	GAS	-
290	Sudeste	0,7	1000	0,92	NUCLEAR	486.337.080,83
291	Sudeste	0,7	1000	0,92	NUCLEAR	486.337.080,83
530	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
531	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
532	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
533	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
534	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
535	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
536	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90

537	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
538	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
539	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
540	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
541	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
542	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
543	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
544	Sudeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
22	Sul	0,4	126	0,58	CARVAO		-
23	Sul	0,33	320	0,65	CARVAO		-
25	Sul	0,61	262	0,84	CARVAO		-
28	Sul	0,65	20	0,7	CARVAO		-
29	Sul	0,38	72	0,75	CARVAO		-
30	Sul	0	24	0,81	OLEO		-
32	Sul	0,25	20	0,88	CARVAO		-
48	Sul	0	484,5	0,47	GAS		-
64	Sul	0	250,6	0,6	GAS		-
156	Sul	0,6	350	0,91	CARVAO		-
545	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
546	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
547	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
548	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
549	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
550	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
551	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
552	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
553	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
554	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
555	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
556	Sul	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90	
5	Nordeste	0	176	0,97	OLEO		-
16	Nordeste	0	308,52	0,95	GAS		-
42	Nordeste	0,64	346,63	0,88	GAS		-
43	Nordeste	0	185,89	0,8	GAS		-
45	Nordeste	0	176	0,97	OLEO		-
52	Nordeste	0	169,08	0,96	OLEO		-
53	Nordeste	0	148,8	0,96	OLEO		-
55	Nordeste	0	148,8	0,94	OLEO		-
56	Nordeste	0	145,84	0,94	OLEO		-
57	Nordeste	0	168	0,92	OLEO		-
61	Nordeste	0	144,7	0,94	OLEO		-
67	Nordeste	0	170,8	0,91	OLEO		-
69	Nordeste	0	170,8	0,91	OLEO		-
74	Nordeste	0	138,02	0,91	GAS		-
78	Nordeste	0	176	0,97	OLEO		-
79	Nordeste	0	176	0,97	OLEO		-
80	Nordeste	0	176	0,97	OLEO		-
81	Nordeste	0	400	0,97	OLEO		-
82	Nordeste	0	176	0,97	OLEO		-
83	Nordeste	0	367,92	0,77	GAS		-
84	Nordeste	0	346,8	0,83	GAS		-
85	Nordeste	0	176	0,97	OLEO		-
91	Nordeste	0	176	0,97	OLEO		-
92	Nordeste	0	176	0,97	OLEO		-
93	Nordeste	0	346,8	0,83	DIESEL		-
95	Nordeste	0	350	0,97	OLEO		-

96	Nordeste	0,65	532,76	0,82	GAS	-
98	Nordeste	0	200,79	0,97	OLEO	-
99	Nordeste	0	200,79	0,97	OLEO	-
100	Nordeste	0	200,79	0,97	OLEO	-
109	Nordeste	0	13,12	0,97	DIESEL	-
111	Nordeste	0	11,48	0,97	DIESEL	-
112	Nordeste	0	31,8	0,92	GAS	-
113	Nordeste	0	11,48	0,97	DIESEL	-
117	Nordeste	0	13,12	0,97	DIESEL	-
119	Nordeste	0	14,76	0,97	DIESEL	-
121	Nordeste	0	13,12	0,97	DIESEL	-
123	Nordeste	0	176	0,97	OLEO	-
124	Nordeste	0	176	0,97	OLEO	-
125	Nordeste	0	14,76	0,97	DIESEL	-
127	Nordeste	0	14,76	0,97	DIESEL	-
130	Nordeste	0	176	0,97	OLEO	-
131	Nordeste	0	101,54	0,97	DIESEL	-
133	Nordeste	0	14,76	0,97	DIESEL	-
135	Nordeste	0	13,12	0,97	DIESEL	-
138	Nordeste	0	13,12	0,97	DIESEL	-
144	Nordeste	0	136,2	0,92	OLEO	-
151	Nordeste	0	53,12	0,96	DIESEL	-
157	Nordeste	0	176	0,97	OLEO	-
158	Nordeste	0	174,6	0,97	OLEO	-
159	Nordeste	0	156,15	1	DIESEL	-
160	Nordeste	0	102,6	1	DIESEL	-
161	Nordeste	0	66,4	0,82	DIESEL	-
162	Nordeste	0	350	0,97	OLEO	-
163	Nordeste	0	360	0,95	CARVAO	-
164	Nordeste	0	148	0,94	OLEO	-
165	Nordeste	0	70	0,92	OLEO	-
166	Nordeste	0	150	0,94	OLEO	-
167	Nordeste	0	720,28	0,9	CARVAO	-
170	Nordeste	0	355,68	0,97	OLEO	-
175	Nordeste	0	152,78	0,98	GAS	-
177	Nordeste	0	70,22	0,95	GAS	-
180	Nordeste	0	176	0,97	OLEO	-
181	Nordeste	0	200,79	0,97	OLEO	-
292	Nordeste	0,7	1000	0,92	NUCLEAR	486.337.080,83
293	Nordeste	0,7	1000	0,92	NUCLEAR	486.337.080,83
294	Nordeste	0,7	1000	0,92	NUCLEAR	486.337.080,83
563	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
564	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
565	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
566	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
567	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
568	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
569	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
570	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
571	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
572	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
573	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
574	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
575	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
576	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
577	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90

578	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
579	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
580	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
581	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
582	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
583	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
584	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
585	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
586	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
587	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
588	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
589	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
590	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
591	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
592	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
593	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
594	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
595	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
596	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
597	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
598	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
599	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
600	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
601	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
602	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
603	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
604	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
605	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
606	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
607	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
608	Nordeste	0	400	0,97	EOLICA	94.447.380,90
70	Norte	0	165,87	0,92	OLEO	-
73	Norte	0	165,87	0,92	OLEO	-
176	Norte	0	360,14	0,95	CARVAO	-
194	Isolado	0	426,53	0,9	OLEO	-
201	Isolado	0,43	130,54	0,45	GAS	-
202	Isolado	0,53	121	0,55	GAS	-
203	Isolado	0,76	85,38	1	GAS	-
204	Isolado	0,7	83,28	0,71	GAS	-
205	Isolado	0,68	85,38	0,69	GAS	-
206	Isolado	0,73	120	0,73	GAS	-
207	Isolado	0,68	85,38	0,69	GAS	-
208	Isolado	0	62,4	0,85	DIESEL	-
209	Isolado	0,71	83,28	0,72	GAS	-
289	Isolado	0	200	0,93	GAS	9.672.740,57

Usinas com custo de investimento iguais a zero representam usinas já existentes ou em construção. Além destas, foi considerado um potencial eólico total de 28 GW (em 1000 parques de 28MW) e um potencial fotovoltaico de 15 GW (em 500 projetos de 30 MW).